

Міністерство освіти і науки України
Івано-Франківський національний технічний університет
нафти і газу

АЛЬ-ДАНДАЛ РАЕД САЛЕХОВИЧ



УДК 622.692.6

РАЦІОНАЛЬНІ РЕЖИМИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ МАГІСТРАЛЬНИХ
НАФТОПРОДУКТОВОДІВ З ВИКОРИСТАННЯМ
ПРОТИТУРБУЛЕНТНИХ ПРИСАДОК

Спеціальність 05.15.13 – Трубопровідний транспорт, нафтогазосховища

ДИСЕРТАЦІЯ
на здобуття наукового ступеня
кандидата технічних наук

Науковий керівник
Грудз Володимир Ярославович
доктор технічних наук,
професор

м Івано-Франківськ – 2016

	2
ВСТУП.....	4
Розділ 1. АНАЛІЗ ПРОБЛЕМИ ЗНИЖЕННЯ ЕНЕРГОВИТРАТ НА ТРАНСПОРТУВАННЯ НАФТИ НА ОСНОВІ ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ.....	9
1.1 Нафтотранспортна система України і її характеристики.....	9
1.2 Характеристика протитурбулентних присадок.....	18
1.3 Методи прогнозування коефіцієнта гідравлічного опору при турбулентному потоці рідин з малими добавками полімерів.....	21
1.4 Характеристика режимів нафтотранспортних систем.....	28
1.5 Конкретизація задач досліджень.....	33
Розділ 2. ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ВЛАСТИВОСТЕЙ ПРОТИТУРБУЛЕНТНИХ ПРИСАДОК.....	35
2.1 Лабораторний стенд та вимірювальна апаратура.....	36
2.2 Методика проведення експерименту.....	41
2.3 Результати дослідів і їх аналіз.....	45
2.4 Порівняльний аналіз застосування в трубопровідному транспорті нафтопродуктів протитурбулентних присадок різних типів.....	49
Висновки по розділу 2.....	58
Розділ 3. ДОСЛІДЖЕННЯ НЕСТАЦІОНАРНИХ ПРОЦЕСІВ В НАФТОПРОДУКТОПРОВОДІ ПРИ ВИКОРИСТАННІ ПРОТИТУРБУЛЕНТНИХ ПРИСАДОК.....	59
3.1 Побудова математичної моделі нестационарного процесу заміщення нафтопродукту в трубопроводі його сумішшю з ПТП.....	60
3.2 Принцип реалізації математичної моделі.....	65
3.3 Результати математичного моделювання і їх аналіз.....	66
3.4 Вплив граничних умов на результати моделювання.....	69
Висновки по розділу 3.....	76
Розділ 4. ВИКОРИСТАННЯ ПРОТИТУРБУЛЕНТНИХ ПРИСАДОК З МЕТОЮ ЗМЕНШЕННЯ ЕНЕРГОВИТРАТ НА ПЕРЕКАЧУВАННЯ НАФТОПРОДУКТІВ.....	77

4.1 Режим роботи перекачувальних станцій нафтопродуктопроводу при використанні протитурбулентних присадок.....	78
4.2 Принципи раціонального використання протитурбулентних присадок при перекачуванні нафтопродуктів.....	91
4.3 Оптимізація режимів роботи нафтопродуктопроводів з використанням ПТП в умовах ринкових відносин.....	96
Висновки по розділу 4.....	105
ОСНОВНІ РЕЗУЛЬТАТИ І ПІДСУМКОВІ ВИСНОВКИ.....	106
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	107
ДОДАТКИ.....	118

ВСТУП

Актуальність проблеми. Роль трубопровідного транспорту в нафтогазовій галузі України є надзвичайно високою і її складно переоцінити. Як відомо, на сьогоднішній день в Україні функціонує понад 40 тис. кілометрів магістральних трубопроводів і трубопроводів-відгалужень, призначених для транспортування нафти та газу й інших продуктів.

У процесі експлуатації магістральних нафтопродуктопроводів важливе значення має раціональне використання електроенергії, вартість якої складає основну статтю витрат на трубопровідне транспортування нафти. Практичне вирішення цього питання пов'язане з розробленням науково обґрунтованих норм витрат електроенергії на перекачування нафти для кожного нафтопродуктопроводу чи окремої експлуатаційної ділянки. Однак, не варто нехтувати спеціальними методами перекачування нафти та нафтопродуктів, спрямованими на зменшення енерговитрат на транспортування, до яких слід віднести використання протитурбулентних присадок.

Протитурбулентні присадки (ПТП) – високомолекулярні полімерні речовини, що дозволяють зменшити коефіцієнт гідравлічного опору трубопроводів під час перекачування при турбулентному режимі нафт і нафтопродуктів. Уперше про можливість застосування високомолекулярних полімерів для зниження гідравлічного опору течії рідин в трубопроводах згадував Б.А.Томс.

Особливістю протитурбулентних присадок, яка визначає їх здатність знижувати гідравлічний опір нафтопродуктопроводу, є високі вимоги до ступеню чистоти продукту. В зв'язку з цим ринкова вартість імпортованих ПТП надто висока; при цьому їх дефіцит вимагає пошуку нових дешевих замінників.

Широкий вибір різних типів і марок протитурбулентних присадок на світовому ринку ставить задачу щодо проведення порівняльного аналізу ефективності їх застосування при транспортуванні різних нафт і

нафтопродуктів. При цьому йдеться про порівняння не лише ступеня зниження гідравлічного опору при транспортуванні, а й техніко-економічних показників.

Застосування протитурбулентних присадок при перекачуванні нафти і нафтопродуктів вимагає особливого підходу до регулювання режимів роботи перекачувальних станцій з метою економії енерговитрат на транспортування. Тому проблема застосування ПТП у трубопровідному транспорті на даний час є особливо актуальною.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Робота носить науково-прикладний характер і входить у комплекс тематичних планів НАК «Нафтогаз України», спрямованих на зменшення енерговитратності при експлуатації нафтотранспортного комплексу і окреслених Національною програмою «Нафта і газ України до 2030 року»,

Мета і завдання дослідження. Метою проведення досліджень є прогнозування раціональних режимів експлуатації магістральних нафтопродуктопроводів з використанням і вибором протитурбулентних присадок на основі техніко-економічного порівняння їх властивостей.

Для реалізації поставленої мети дослідження вибрано та реалізовано наступні задачі досліджень:

1. Дослідження впливу протитурбулентних присадок на гідравлічний опір нафтопродуктопроводу.
2. Порівняльний аналіз застосування в трубопровідному транспорті нафтопродуктів протитурбулентних присадок різних типів
3. Нестационарні процеси в нафтопродуктопроводі при використанні протитурбулентних присадок
4. Використання протитурбулентних присадок для зменшення енерговитрат на перекачування нафти та прогнозування режимів роботи перекачувальних станцій нафтопродуктопроводу при їх застосуванні
5. Техніко-економічний аналіз використання протитурбулентних присадок у трубопровідному транспорті нафтопродуктів

Об'єктом дослідження є ефективність застосування протитурбулентних присадок для зниження коефіцієнта гідравлічного опору нафтопродуктопроводу.

Предметом дослідження є встановлення характеристик сумішей нафтопродуктів із протитурбулентними присадками в процесі їх транспортування з метою зниження енерговитрат на перекачування.

Методи дослідження: системний аналіз експлуатаційних параметрів нафтопродуктопроводів, експериментальні методи аналізу показників властивостей нафтопродуктів, методи побудови математичних моделей та їх реалізації, кореляційно-регресійний аналіз, факторний аналіз, методи програмування, виявлення впливу організаційно-технічних чинників на ефективність експлуатації.

Положення, що захищаються. Закономірності впливу протитурбулентних присадок на гідравлічний опір нафтопродуктопроводів і протікання нестационарних процесів при трубопроводному транспортуванні нафтопродуктів з метою зменшення енерговитрат.

Наукова новизна отриманих результатів.

Вперше

– на основі експериментальних досліджень встановлено закономірності зниження гідравлічного опору при транспортуванні дизельного пального та гасу в суміші з протитурбулентними присадками поліакриламід (ПАА) і карбоксиметилцелюлоза (КМЦ);

– встановлено оптимальні концентрації протитурбулентних присадок ПАА і КМЦ з точки зору мінімізації гідравлічного опору при транспортуванні дизельного пального та гасу;

– запропоновано методи порівняння ефективності різних типів протитурбулентних присадок із урахуванням їх цінової вартості;

– на основі аналітичних досліджень процесу руху нафтопродукту та його суміші з ПТП проведено аналіз нестационарних режимів роботи нафтопродуктопроводу;

- проведено дослідження режимів роботи перекачувальних станцій у процесі заміщення чистого нафтопродукту його сумішшю з ПТП;
- запропоновано методи оптимізації режимів роботи нафтопродуктопроводів із застосуванням ПТП в умовах ринкових відносин.

Практичне значення отриманих результатів. Встановлені закономірності зменшення гідравлічного опору нафтопродуктопроводу при застосуванні ПТП, а також розроблені рекомендації з прогнозування й оптимізації режимів роботи оформлені в вигляді комплексної галузевої методики та передані до впровадження на нафтопродуктопроводах «ПрикарпатЗахідТранс».

Особистий внесок здобувача. Проведено дослідження впливу протитурбулентних присадок ПАА і КМЦ на гідравлічний опір трубопроводу; в результаті встановлено оптимальні концентрації ПТП з точки зору мінімізації енерговитрат на транспортування нафтопродуктів[4,73].

Встановлено характер руху границі при витисненні з трубопроводу нафтопродукту його сумішшю з ПТП, а також виконано прогнозування нестационарного режиму роботи нафтопродуктопроводу [18,20,21].

Проведено порівняльний аналіз використання різних типів ПТП для зниження гідравлічного опору нафтопродуктопроводу й економії енерговитрат на транспортування [19,21].

Удосконалено принцип і методику оптимізації режимів роботи нафтопродуктопроводу та перекачувальних станцій при використанні протитурбулентних присадок для умов ринкових відносин [18].

Апробація результатів дисертації. Результати досліджень доповідались на Міжнародній науково-технічній конференції «Машини, обладнання і матеріали для нарощування вітчизняного видобутку та диверсифікації постачання нафти і газу» (Івано-Франківськ, 16-20 травня 2016 року).

Публікації. За темою дисертації опубліковано 8 друкованих праць, із них 6 – у фахових виданнях, три з яких у закордонних виданнях, одна праця – одноосібна.

Структура дисертації. Дисертація складається зі вступу, 4-х розділів, висновків і додатків, які викладені на 106 стор. машинописного тексту та містять 8 табл., 18 рис. Список використаних літературних джерел містить 103 найменування.

РОЗДІЛ 1

**АНАЛІЗ ПРОБЛЕМИ ЗНИЖЕННЯ ЕНЕРГОВИТРАТ НА
ТРАНСПОРТУВАННЯ НАФТИ НА ОСНОВІ ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ****1.1 Нафтотранспортна система України та її характеристики**

Нафтотранспортна система України, експлуатацію якої здійснює ПАТ «Укртранснафта», складається з 19 магістральних нафтопроводів (МН) загальною довжиною 4766,1 км. Річна пропускна здатність системи для транзиту нафти з території РФ становить: на вході – 114 млн. тонн, на виході – 56,3 млн. тонн. За необхідності система нафтопроводів спроможна в повному обсязі забезпечити потреби нафтопереробних підприємств, виходячи з їх максимальної проектної потужності понад 50 млн. тонн на рік. Роботу нафтопровідної системи забезпечує 51 перекачувальна станція, на яких працює 176 насосних агрегатів. Загальна характеристика нафтопроводів нафтотранспортної системи України подана в таблиці 1.1.

Термін експлуатації нафтопроводів складає від 20 до 44 років і 90% із них відпрацювали свій амортизаційний період. Обладнання нафтотранспортної системи утримується в надійному стані, хоча є морально застарілим, потребує заміни або модернізації, додаткових експлуатаційних витрат. Забезпечення надійності функціонування нафтотранспортної системи на найближчу перспективу потребуватиме фінансових витрат на суму близько 4 млрд. грн., з них для реалізації першочергових заходів – 2,3 млрд. грн.

Географічне розташування України дозволяє задіяти різноманітні джерела постачання нафти незалежними шляхами з Азербайджану, Казахстану, Туркменістану, країн Близького та Середнього Сходу й ін., суттєво посиливши при цьому роль держави-транзитера між нафтодобувними регіонами країн каспійського регіону та важливими ринками збуту в Європі.



Рисунок 1.1 – Схема нафтотранспортної системи України

Таблиця 1.1 - Характеристики пропускної здатності та завантаженості нафтотранспортної системи України за 2012 - 2014 роки

Найменування нафтопроводів (МН)	Проектна продуктивність, млн. т/рік	Фактична пропускна здатність, млн.т/рік	Фактична перекачка за 2012р., млн. т., нетто	Фактична перекачка за 2013р., млн. т., нетто	Фактична перекачка за 2014р., млн. т., нетто	Завантаження МН за 2014р. до фактичної пропускної здатності, %
Самара-Лисичанськ	90,0	62,0	25,6	27,79	0	0
Мічуринськ-Кременчук	18,0	18,0	7,5	6,14	0	0
Мозир-Броди	34,0	34,0	21,5	20,23	15,0	
Долина-Дрогобич	1,6	1,6	0,56	0,51	0,37	23,1
Жулин-Дрогобич	7,0	7,0	1,2	1,14	0	0
Жулин - Надвірна	2,5	2,5	0,33	0,31	0	0
Гнідинці-Глинсько-Розбишівська	4,3	-	0,2	0,43	0,71	16,5
Глинсько-Розбишівська Кременчук	8,4	8,4	1,6	0,71	1,44	17,1
Кременчук-Херсон	25	-	1,6	1,14	0	0
«НПК Південний-Броди»	14,5	14,5	0	1,05	0	0
ЛВДС 5С Самбір Калуш	1,0	1,0	0,43	0.21	0	0

Передбачалося збільшення завантаженості системи нафтопроводів до 2010 року – до 65 млн. тонн, до 2014 року – до 70 млн. тонн на рік, на подальші роки збереження обсягів транспортування нафти або поступове їх зменшення. Збільшення обсягів транспортування нафти планувалося здійснити за рахунок поетапної реалізації проекту інтеграції нафтопроводів «Дружба» та «Адрія»

(транспортування нафтопроводами «Дружба» додатково 5 - 15 млн. тонн), а також будівництва нафтопроводу Броди (Україна) - Плоцьк (Польща) та поетапної реалізації проекту ЄАНТК для забезпечення транспортування нафти з країн каспійського регіону (Казахстан, Азербайджан) та країн Перської затоки (Іран, Ірак та інші) до 2010 року - до 10 млн. тонн, до 2014 року - 20 млн. тонн.

Однак, реальна картина завантаженості нафтотранспортної системи України отримала неочікувано інший розвиток. На теперішній час із 16 нафтопродуктопроводів та експлуатаційних ділянок 10 знаходяться в режимі транспортування, 5 тимчасово звільнені від нафти і знаходяться у режимі утримання в безпечному стані, 1 звільнений від нафти і знаходиться на тимчасово окупованій території.

Середнє для всієї системи фактичне завантаження магістральних нафтопроводів України в 2015 р. становить 10 %. Найбільше завантажена (40-60 %) система магістральних нафтопроводів «Дружба».

Переведення ділянок МН з режиму транспортування в режим утримання в безпечному стані дало змогу:

- зберегти основні фонди підприємства з можливістю подальшого відновлення їх повноцінного функціонування;
- підвищити безпеку щодо життя, здоров'я та майна населення;
- захистити довкілля та запобігти виникненню аварій чи техногенних катастроф за рахунок усунення самої можливості забруднення повітря, води та землі вуглеводневими сполуками;
- усунути втрати технологічної нафти через протиправні посягання сторонніх осіб та витрат на ліквідацію наслідків таких посягань.

За неповного завантаження нафто- і нафтопродуктопроводів найбільш перспективними являються наступні шляхи підвищення їх ефективності та зменшення енерговитратності експлуатації:

- оперативне планування обсягів транспортування нафти для забезпечення рівномірності та виконання графіків поставок;
- використання комбінацій роботи насосних агрегатів, які забезпечують максимальне значення коефіцієнта корисної дії (ККД);

- оперативна заміна робочих коліс в насосах для роботи насосів з максимальними значеннями ККД згідно з планами транспортування нафти;
- відмова від реалізації режимів роботи, які передбачають дроселювання;
- регулярне очищення внутрішньої порожнини трубопроводів від відкладень парафіну;
- своєчасне виявлення зниження ККД насосного агрегату та здійснення ремонту в стислі терміни;
- заміна зношених насосів, електродвигунів та іншого технологічного обладнання на сучасні енергоефективні аналоги;
- використання проти турбулентних присадок для зменшення гідравлічного опору трубопроводу і на цій основі економії енерговитрат на транспортування.

Впровадження технології використання протитурбулентних присадок найбільш ефективним виявиться на магістральних нафтопродуктопроводах, оскільки за даними [42] ефект зниження гідравлічного опору шляхом введення в потік ПТП найбільш сильно проявляється при високих значеннях чисел Рейнольдса, що характерно для транспортування нафтопродуктів. Тому тут розглядаються нафтопродуктопроводи Дочірнього підприємства “ПрикарпатЗахідТранс”, що входить у систему Відкритого акціонерного товариства “Південно-Захід Транснафтопродукт» і ЗАТ «Лукор»

Ділянка нафтопродуктопроводу від ЛВДС (лінійної виробничо-диспетчерської станції) 5С до ЗАТ “Лукор” протяжністю 339 км (із них 231 км умовним діаметром 500 мм, 34 км – 300 мм, 84.6 км – 200 мм) відноситься до зон обслуговування Дочірнього підприємства “ПрикарпатЗахідТранс”, що входить у систему Відкритого акціонерного товариства “Південно-Захід Транснафтопродукт» і ЗАТ “Лукор”, і призначена для перекачування дизельного пального, а також для подачі нафтопродуктів по відводам проміжним споживачам.

Лінійна виробничо-диспетчерська станція – 5С (ЛВДС - 5С) є структурним підрозділом дочірнього підприємства "ПрикарпатЗахідТранс". До складу ЛВДС - 5С входять:

- насосна станція з резервуарним парком і допоміжними спорудами;
- магістральний продуктопровід ділянки 42 із 808 км до 868 км; ділянки № 23 із 0км до 221 км із відповідними трасами 13, 14, 15, 16 і на нафтобази Дубно, Луцьк; ділянки № 43 з 0 км до 123 км із відводом на НП "Броди";
- аварійно-відновлювальний пункт;
- містечко для персоналу станції.

Дана ділянка протяжністю 230 км виконана з труб діаметром 529х8. Ділянка проходить територією двох областей – Рівненської та Львівської – переважно по рівнинній місцевості; тобто ймовірність виникнення перевальних точок за будь-яких режимів роботи ЛВДС-5С відсутня. Різниця геодезичних позначок кінця та початку ділянки трубопроводу становить 151.5м. На ділянці трубопроводу змонтовано три вузли підключення нафтобаз:

- 1) 17 кілометр – нафтобаза „Кременець”;
- 2) 54 кілометр – нафтобаза „Броди”;
- 3) 189 кілометр – військова частина „Варламова Воля”

Також на ділянці розташовано дві камери приймання запуску очисних пристроїв: на 74 кілометрі траси 43 в Хватові та на 156 кілометрі траси 43 у Пустомитах.

Також для збільшення продуктивності ділянки 43 змонтовано вузол підключення перекачувальної станції "Куровичі" протяжністю 1447 метрів (із труб 529х8).

Район проходження траси – передгірський. Траса магістрального продуктопроводу перетинає чотири великі водні перешкоди. По довжині траси встановлено 14 відсічних засувки типу 31С916НЖ згідно ТУ 2607-1166-77.

Таблиця 1.2 – Норми технологічних режимів на ділянці 5С - Калуш

Найменування МНПП і ділянок	Діаметр трубопроводу, мм	Довжина трубопроводу, км	Ємність трубопроводу, тис.м ³	Проектна продуктивність, тис.тон/добу	Тиск випробування ділянок, км, кгс/см ²	Тиск в трубопроводі на викиді станції і за регулятором		Марка і тип встановлених насосів	Діаметр коліс., мм	Кількість встановлених насосів	Тиск на виході насосів до регулятора, кгс/см ²		Продуктивність перекачування, м ³ /год.	Робоче навант.ел.двигуна магістральн.насосу, А
						Макс.роб., кгс/см ²	Робочий, кгс/см ²				Максимальний	Робочий		
ЛВДС 5С -Калуш	529	231	47,934	2	0-55; 66	2,3	21,6	10НД 10x2	330	3	32,0	31,5	100	55
	325	34	2,554		55-231; 71	6,0	35,6	НМ180x500	270	1	60,0	46,0	100	30
	229	78	3,180		231-343;70		34,8	НМ1250x260	440	3	60,0	60,0	100	40

Крім цього лінійна частина магістрального продуктопроводу обладнана:

- кабельним зв'язком для потреб телемеханіки, окремих видів диспетчерського зв'язку та програми телемоніторингу, візуалізації даних і пошуку місць можливого витoku нафтопродукту;
- п'ятьма станціями катодного захисту продуктопроводу від впливу корозії.

Різниця геодезичних позначок кінця та початку ділянки трубопроводу становить (-70 м).

Робочі та випробувальні тиски на ділянках наведені в таблиці 1.2 “Норми технологічних режимів”. Проектна продуктивність нафтопродуктопроводу на даній ділянці складає 0,6 мільйона тон в рік транспортування нафтопродуктів.

За останній рік продуктивність магістрального нафтопродуктопроводу збільшилась, її значення приведені в таблиці 1.3. “Фактичні об'єми перекачки нафтопродукту”.

Кількість і призначення перекачувальних станцій, їх розташування по трасі, висотні відмітки наведені в таблиці 1.4.

Таблиця 1.3 – Фактичні об'єми перекачування нафтопродукту

Найменування ділянки МНПП	Встановлений об'єм перекачування, млн.т/рік	Фактичний об'єм перекачування , тис.т/рік		
		у 2012 році	у 2013 році	у 2014 році
ЛВДС 5С – Калуш	0,6	325,0	310,0	485,0

Нафтопродуктопровід на ділянці від ЛВДС “5С” до ЗАТ “Лукоп” має чотири відводи до трьох нафтобаз і одного наливного пункту. На сьогодні всі відводи від'єднані від МНПП. Протяжність, діаметри та пропускна здатність відводів представлені в таблиці 1.5.

Таблиця 1.4 – Перелік діючих перекачувальних станцій на ділянці 5С – Калуш

№ з/п	Найменування станції	Призначення станції	Кілометр по трасі МНПП	Висотна відмітка, м	Відстань між станціями, км	Різниця висотних відміток, м
1	ЛВДС "5С"	Головна перекачувальна	0	222.5		
2	ЛВДС 1К	Проміжна перекачувальна	231	374	231	151.5
3	ЗАТ "Лукоп"	Кінцевий пункт	343	307	108.63	-70

Таблиця 1.5 – Фактична розкладка труб на лінійних ділянках між лінійними виробничо-диспетчерськими станціями

Показник	Ділянка до відводу на "Кременець"	Ділянка до відводу на "Броди"	Ділянка до відводу на "Арламову волю"	Ділянка після відводу на "Арламову волю"
Загальна довжина, м	16750	37150	134510	42590
530x8,5 (17ГС)	-	-	-	350
530x8 (17ГС)	-	-	1330	-
530x7,5 (17ГС)	-	-	67062	37215
529x8 (14ХГС)	16750	37150	13540	-
529x7,5 (14ХГС)	-	-	47578	-
529x7,5 (17ГС)	-	-	-	5025
529x7 (17ГС)	-	-	5000	-
Еквівалентний діаметр, мм	513	513	514.4	514.9

Таблиця 1.6 – Протяжність, діаметри та пропускна здатність відводів на ділянці 5С - Калуш

Найменування об'єкту, до якого прокладений відвід	Місце врізки, км	Діаметр і товщина стінки, мм	Довжина відводу (км) і кількість ниток	Пропускна здатність, м ³ /год
НБ “Кременець”	17	219x6	13,83x1; 13,77x1	200
НБ “Броди”	54	159x5	1,4x2	150
НП “Броди”	54	273x6	0,4x2	650
Траса № 6	189	325x8	33,2x1	300

1.2 Характеристика протитурбулентних присадок

Протитурбулентні присадки – високомолекулярні полімерні речовини, що дозволяють зменшити коефіцієнт гідравлічного опору трубопроводів під час перекачування при турбулентному режимі нафт і нафтопродуктів. Полімери – хімічні сполуки, в яких багаторазово повторюються атомні угруповання, що називаються мономерними ланками. Молекула полімеру, яка складається з n ланок, називається макромолекулою або полімерним ланцюгом. Полімери, які складаються з однакових ланок, називають гомополімерами, а з різних – сополімерами. Полімер, що не має бокових відгалужень від основного ланцюга, називається лінійним.

Здатність знижувати опір течією рідин мають багато високомолекулярних речовин, які умовно поділяються на три класи:

- синтетичні або природні карбоцепні полімери;
- координаційні полімери;
- високомолекулярні нафтові залишки.

Досвід застосування високомолекулярних сполук для зниження гідравлічного опору показує, що використовувані в промисловості присадки

виготовляються на базі поліолефінів, відносяться до карбоцепних полімерів і утворюється при гомо- чи сополімеризації олефінів.

Уперше про зниження гідродинамічного опору течією рідин в трубопроводах при застосуванні полімерів згадував Б. А. Томс [87]. Він встановив, що при турбулентному потоці розведеного (0,25%) розчину поліметилметакрилата в хлорбензолі коефіцієнт гідравлічного опору знижується на 50%.

Однак, ще в період Другої Світової війни, Майзельс виявив, що в турбулентному потоці бензину, загущеного алюмінієвими милом, втрати тиску на одиницю довжини труби менші, ніж у чистого бензину [53].

Надалі було відкрито багато інших систем, здатних знижувати гідравлічний опір: розчини поліетиленоксиду в воді, поліакриламід, гуарової смоли у воді, поліметілакрилату в ацетоні, поліізобутилену в циклогексані, бензолі та нафті.

До сьогодні для пояснення ефекту Томса запропоновано близько 30 гіпотез [39], які можна умовно розділити на три класи: адсорбційні, структурні та такі, що базуються на реології в'язкопружних середовищ.

Адсорбційні гіпотези припускають, що зниження гідравлічного опору відбувається внаслідок адсорбції молекул полімеру на стінці труби. Однак експерименти [54] із додаванням барвника показали, що адсорбція полімеру на стінці незначна. Не знайшла підтвердження адсорбційна гіпотеза і в експериментах авторів [48], які наносили висококонцентрований гель полімеру на стінку труби з подальшим прокачуванням води. Ними було встановлено, що цей гель поступово змивається, в результаті чого спостерігається збільшення коефіцієнта гідравлічного опору: для труби діаметром 1,88 мм після прокачування приблизно 2000 її об'ємів, а для труби діаметром 3,91 мм – 400 об'ємів.

Структурні гіпотези припускають, що полімерні добавки утворюють у турбулентному потоці макро- або мікрочастинки [54,56-58], можливо,

макромолекулярні клубки [50-52], які забезпечують гасіння турбулентності. Механізм такого гасіння до кінця не визначений.

Популярними є гіпотези, в яких пояснення зниження гідравлічного опору базується на реології в'язкопружних середовищ. При цьому в'язкопружні властивості розбавлених розчинів полімерів описуються за допомогою декількох моделей [53]: механічної Бургерса- Френкеля; «Намиста» Каргина-Сломінського-Рауза; вільнопроникного клубка Бики; непроникного клубка Кірквуда-Райзмана-Зімма; частково проникного клубка. Автори робіт [54,55,58], на відміну від авторів структурних гіпотез, вважають, що при використанні розчинів полімерів турбулентність гаситься.

Дана група гіпотез також має ряд недоліків. Не вдалося визначити характерні властивості, які б однозначно приводили до зниження гідравлічного опору. Якщо вплив в'язкопружних властивостей очевидний у концентрованих розчинах, то в розбавлених розчинах з в'язкістю, близькою до в'язкості перекачуваної вуглеводневої рідини, наявність такого впливу необхідно доводити. Нарешті, деякі розчини, що володіють в'язкопружними властивостями, не знижують гідравлічного опору і, навпаки: розчини, які не володіють ними, знижують втрати напору при турбулентному потоці.

В даний час на світовому ринку є наступні пропозиції з використання протитурбулентних присадок при трубопровідному транспортуванні нафти і нафтопродуктів:

Присадка CDR-102 фірми «Сопосо» (США) представляє собою 7-10% гелеподібний розчин продукту полімеризації олефінів молекулярною масою 106107 у гасі.

Присадка FLO (1003, 1008, 1010, 1020 1031 й ін.) фірми «Baker Pipeline Products» (США) є гелеподібною і містить в активній частині поліолефіни.

Присадка «Віол» Томського політехнічного університету – це 6-12% розчин поліолефінів молекулярною масою $3 \cdot 10^6$ у бензині.

Присадка Necadd-547 фірми «Fortum Oil & Gas» (Фінляндія) є 5-8%-ми гелеподібним розчином поліолефінів молекулярною масою $3 \cdot 10^6$ у гасі.

Останнім часом на ринку стали пропонуватися протитурбулентні присадки з тією ж гідравлічно активною частиною, але у вигляді водної (CDR-202, Liquid Power TM («Conoco»)) чи вуглеводневої емульсії (FLO XL «Baker Pipeline Products» і Necadd-447 «Fortum Oil and Gas Oy»), що дозволяє отримати присадку з вмістом полімеру до 20-25%.

У товарну форму гелеподібних присадок входять гідродинамічно активна частина – високомолекулярний альфаолефіновий полімер і розчинник – гас або бензин.

1.3 Методи прогнозування коефіцієнта гідравлічного опору при турбулентному потоці рідин з малими добавками полімерів

Володіючи численними даними про зниження гідравлічного опору в трубах при турбулентному режимі за допомогою полімерних добавок, вчені спрямували свої зусилля на те, щоб пояснити механізм досягнутого ефекту і на цій основі запропонувати розрахункові методи обчислення коефіцієнта гідравлічного опору λ_D .

Зарубіжними вченими проводилися дослідження феномена зменшення опору течії турбулентного потоку за рахунок використання полімерних присадок у трубопроводах із внутрішніми дрібними ребрами, в ході роботи яких вимірювалися значення коефіцієнта тертя та визначалися синергійні ефекти, виходячи з двошарової моделі для профілю турбулентної швидкості [52].

До сьогодні для пояснення сутності ефекту Томса запропоновано близько 30 гіпотез [39]. Залежно від прийнятого підходу їх можна умовно розділити на три класи: адсорбційні, структурні і базуються на реології в'язкопружних середовищ.

Адсорбційні гіпотези припускають, що зниження гідравлічного опору відбувається завдяки адсорбції молекул полімеру на стінці труби. Однак експерименти [54] з добавками барвника показали, що адсорбція полімеру на

стінці незначна. Чи не знайшла підтвердження адсорбційна гіпотеза і в експериментах авторів [48], які наносили висококонцентрований гель полімеру на стінку труби з подальшим прокачуванням води. Ними було встановлено, що цей гель поступово змивається, в результаті чого спостерігається збільшення коефіцієнта гідравлічного опору: для труби діаметром 1,88 мм - після прокачування приблизно 2000 її обсягів, а для труби діаметром 3,91 мм - 400 обсягів.

Структурні гіпотези припускають, що полімерні добавки утворюють в турбулентному потоці макро- або мікрочастинки [54,56-58], а можливо, макромолекулярні клубки [50-52], що забезпечують гасіння турбулентності. Механізм такого гасіння до кінця не ясний.

Популярними є гіпотези, в яких пояснення зниження гідравлічного опору базується на реології в'язкопружних середовищ. При цьому в'язкопружні властивості розбавлених розчинів полімерів описуються за допомогою декількох моделей [53]: механічної Бургерса- Френкеля; «Намиста» Каргіна-Сломінського-Рауза; вільного проникного клубка Бікі; непроникного клубка Кірквуда-Райзмана-Зімма; частково проникного клубка. Автори робіт [54,55,58] на відміну від авторів структурних гіпотез вважають, що при використанні розчинів полімерів турбулентність гаситься.

Дана група гіпотез також вразлива для критики. Так і не вдалося виділити характерні властивості, які б однозначно приводили до зниження гідравлічного опору. Якщо вплив в'язкопружних властивостей очевидно в концентрованих розчинах, то в розведених розчинах з в'язкістю, близькою до в'язкості перекачується вуглеводневої рідини, такий вплив треба ще довести. Нарешті, деякі розчини, що володіють в'язкопружні властивості, не знижують гідравлічного опору і, навпаки, розчини, що не володіють в'язкопружні, знижують втрати напору при турбулентному потоці.

Одна з нових методик для розрахунку коефіцієнта гідравлічного опору під час руху вуглеводневої рідини викладена в роботі [25]. На підставі численних експериментів зі слабкими розчинами – поліоксидом, гуаровою

смолою та поліакриламідом – на трубах діаметром 9,75; 20,9 і 35,5 мм при числах Рейнольдса від 8000 до 300 000 її автори дійшли висновку, що ефективність кожного полімеру можна представити двома графіками: залежністю його відносної ефективності ψ/ψ_{max} від величини дотичного напруження на стінці τ_w і залежністю максимальної ефективності ψ_{max} від концентрації полімеру. Методику [25] після ряду перетворень можна представити в вигляді

$$\lambda_{II} = \lambda_0(1 - \bar{\psi}\psi_{max}), \quad (1.1)$$

де $\bar{\psi}$ - відносна величина зменшення опору від величини дотичного напруження на стінці;

ψ_{max} - максимально можливе зменшення коефіцієнта гідравлічного опору.

Для визначення величин $\bar{\psi}$ і ψ_{max} у роботі [25] наводяться емпіричні графіки.

Скористатися формулою (1.1) при практичних розрахунках неможливо, оскільки рекомендації з визначення величин $\bar{\psi}$ і ψ_{max} для інших систем "перекачування рідини-полімер" відсутні.

Мабуть, з цієї причини автори [25] у своїй новій роботі [66] запропонували формулу

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda_{II}}} = 9,2 \lg Re \sqrt{\lambda_0} + C - 14,7, \quad (1.2)$$

де C - розрахунковий коефіцієнт

Войтинська Ю. А. запропонувала наступну формулу для розрахунку коефіцієнта гідравлічного опору під час руху води з додаванням поліакриломіду

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda_{II}}} = -2 \lg \left[\left(\frac{u_{kp}}{u_*} \right)^{15,75\eta} \left(\frac{2,51}{Re \sqrt{\lambda_{II}}} + \left(\frac{k_e}{3,7D} \right) \right) \right], \quad (1.3)$$

де u_{kp} - критична динамічна швидкість, що відповідає початку зниження опору та залежить від виду полімеру;

u_* - поточне значення динамічної швидкості;

k_e - еквівалентна шорсткість;

η - коефіцієнт, що залежить від виду полімеру та його концентрації.

Неважко помітити, що формула (1.3) являє собою відому формулу Колбрука, з поправкою, величина якої враховує вид і концентрацію полімеру.

Загальним недоліком формул (1.2), (1.3) є те, що вони не можуть бути вирішені щодо величини λ_{II} в явному вигляді. Це ускладнює їх використання для аналітичного рішення задач трубопровідного транспортування нафти і нафтопродуктів.

Автор роботи [53] виводить формули для розрахунку λ_{II} , використовуючи модель утворення флуктуаційного шару. На його думку, при збільшенні швидкості потоку в'язкопружні «краплі» полімеру, що мають розміри на 3 ... 4 порядки більше, ніж молекули розчинника, зміщуються до стінки труби. В результаті біля стінки формується флуктуаційний шар гідродинамічного активного полімеру, зафіксований у роботі [67]. Збільшення вмісту полімеру під флуктуаційним шаром, на думку автора [53], призводить до появи характерних в'язкопружних властивостей, з якими пов'язане гасіння турбулентності.

Розглядаючи процес переходу макромолекул полімеру під флуктуаційний шар, автор [53] отримав вираз

$$\psi = \psi_{max} \frac{\alpha \vartheta}{1 + \alpha \vartheta}. \quad (1.4)$$

З огляду на те, що величина ψ описується формулою (1.1), із (1.4) нескладно отримати

$$\lambda_{II} = \lambda_0 \left[\frac{1 + \alpha \mathcal{G}(1 - \psi_{max})}{1 + \alpha \mathcal{G}} \right]. \quad (1.5)$$

У роботі [69] запропоновано узагальнену залежність коефіцієнта гідравлічного опору при турбулентному потоці розбавлених розчинів полімерів наступного виду

$$\lambda_{II} = \frac{238,2}{(\lg Re_T^*)^{5,71}}. \quad (1.6)$$

де Re_T^* - узагальнене число Рейнольдса при турбулентному режимі

$$Re_T^* = Re_0(1 + De^m),$$

De - число Дебори, що враховує пружні властивості розчинів полімерів і залежить від довжини труби, її діаметра та часу релаксації.

Необхідно відзначити, що для умов інших експериментів; справедливність знайденої величини m не підтверджена. Також проблематичним є визначення часу релаксації τ , протягом якого обчислюється число Дебори.

Значний практичний внесок у промислове впровадження технології перекачування нафтопродуктів з протитурбулентними присадками внесли вчені Російського державного університету нафти і газу ім. І. М. Губкіна. В ході цих робіт були запропоновані формули для розрахунку коефіцієнта гідравлічного опору потоків із малими добавками полімерів.

Ґрунтуючись на експериментально встановлений факт зміни профілю швидкостей у потоках із високомолекулярними добавками [72], автори [73-75] запропонували уточнені вирази так званого універсального закону опору. В основі методу розрахунку λ_{II} , запропонованого М. В. Лур'є [73,76], лежить напівемпірична теорія Кармана, згідно з якою розподіл швидкостей по радіусу труби задовольняє диференціальному рівнянню

$$\kappa (dU/dr)^2 / (d^2U/dr^2) = u_* \sqrt{r/r_0}, \quad (1.7)$$

де κ - постійна Кармана, $\kappa = 0,4$; r_0 - радіус труби.

Рішення даного рівняння для зони гідравлічно гладких труб дає трансцендентне рівняння, яке називається «універсальним законом опору»

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda_{\Pi}}} = 0,88 \lg [A(\vartheta) Re \sqrt{\lambda_0}] - 3,745, \quad (1.8)$$

де $A(0)$ – деяка стала, величина якої залежить від концентрації ПТП.

Необхідно підкреслити, що питання про можливість прийняття $\kappa = 0,4$ при застосуванні присадок потребує додаткового вивчення. З одного боку, в роботі [77] із використанням методу ядерного магнітного резонансу було встановлено, що додавання поліакриламід у водному потоці впливає на турбулентність лише в пристінній області й не змінює константу Кармана в області логарифмічного закону розподілу швидкостей. З іншого – в роботі [78] на основі експериментів із водою, що містить малі добавки поліоксиду, стверджується, що постійна Кармана змінювалася від $\kappa = 0,4$ (при $\vartheta = 0$) до $\kappa = 0,102$ (при $\vartheta = 50$ г/т).

Окрім того, в формулі (1.8) відсутня відносна шорсткість труби, що обмежує область її застосування зоною гідравлічно гладких труб.

Загальне ж рішення рівняння (1.7) для турбулентного режиму дає таку редакцію універсального закону опору при перекачуванні вуглеводневих рідин з малими добавками полімерів [79]

$$\sqrt{\frac{8}{\lambda_{\Pi}}} = \frac{1}{\kappa} \left(\ln \frac{k(\vartheta) \kappa Re \sqrt{\frac{\lambda_{\Pi}}{8}}}{1 + a \varepsilon Re \sqrt{\frac{\lambda_{\Pi}}{8}}} \right) - \frac{137}{60}, \quad (1.9)$$

де κ , a – феноменологічні безрозмірні константи;

ε – відносна шорсткість внутрішньої поверхні трубопроводу;

$k(\vartheta)$ – постійна, величина якої залежить від концентрації ПТП.

Із урахуванням величин констант κ і a формулу (1.9) можна перетворити до виду

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda_{\Pi}}} = 0,88 \ln \frac{A(\vartheta) Re \sqrt{\lambda_0}}{1 + 0,11 \varepsilon Re \sqrt{\lambda_0}} - 2,018 \quad (1.10)$$

Цілком імовірно, що в зоні гідравлічно гладких труб (при $\varepsilon = 0$) формула (1.10) набуде вигляду

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda_{\Pi}}} = 0,88 \ln [A(\vartheta) Re \sqrt{\lambda_0}] - 2,018 \quad (1.11)$$

Автори роботи [57] вирішували завдання отримання "універсального закону опору" для рідини з ПТП на основі моделі Прандтля. Для цього в відоме рівняння, що описує профіль розподілу швидкостей у турбулентному потоці, вони додали доданок $\alpha(\vartheta, \varepsilon)$, що враховує потовщення вузького шару. Відповідно, дане рівняння набуло вигляду

$$\frac{U(y)}{U_*} = 2,5 \ln \frac{y U_*}{\nu} + 5,4 + \alpha(\vartheta, \varepsilon) \quad (1.12)$$

де $U(y)$ - усереднена швидкість потоку на відстані y від стінки трубопроводу;

ν - кінематична в'язкість рідини;

$\alpha(\vartheta, \varepsilon)$ - характеристика ефективності ПТП, що залежить від виду ПТП, її концентрації ϑ в потоці і від відносної шорсткості труб ε .

Розв'язавши (1.12), автори [57] отримали трансцендентне рівняння для знаходження λ_{Π}

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda_{\Pi}}} = 0,87 \ln [Re \sqrt{\lambda_{\Pi}}] - 0,8 + 0,35 \alpha(\vartheta, \varepsilon) \quad (1.13)$$

Воно відрізняється від аналогічних рівнянь (1.8), (1.11) числовими коефіцієнтами та наявністю поправки $\alpha(\vartheta, \varepsilon)$, для обчислення якої була знайдена формула [57]

$$\alpha(\vartheta, \varepsilon) = 1,43 \ln(1 + C_{PG}), \quad (1.14)$$

де C_{PG} – розрахунковий коефіцієнт, що дорівнює

$$C_{PG} = 3,310^{-4} \vartheta^{1,13} \varepsilon^{-0,74} \quad (1.15)$$

Слід додати, що дана формула справедлива тільки для перекачування дизельного пального з ПТП типу «Necadd-547» [29].

1.4 Характеристика режимів нафтотранспортних систем

У практиці трубопровідного транспортування нафти має місце багатоступінчата система управління елементами магістрального нафтопродуктопроводу, яка повинна задовольняти загальним критеріям. Це означає, що алгоритм роботи окремих елементів при спільній роботі багатьох із них повинен будуватися, виходячи з загального критерію всієї системи. Звідси випливає потреба певного вивчення роботи елементів системи (НПА, ПС, лінійної частини) і встановлення зв'язку між ними при використанні протитурбулентних присадок для вибору загального оптимального режиму.

При перекачуванні нафти або нафтопродуктів із різною густиною та в'язкостями з введенням ПТП на лімітних ділянках магістрального трубопроводу великої протяжності з проміжними насосними станціями виникає необхідність регулювання режимів роботи. Це відбувається, в основному, тому, що пропускна здатність магістрального трубопроводу обмежується пропускною здатністю лімітної ділянки та максимальним тиском. При цьому в міру заповнення ділянки присадкою її пропускна здатність змінюватиметься в

значних межах унаслідок зміни властивостей застосовуваної присадки, точності її введення й інших чинників.

Під час організації регулювання режимів роботи насосних станцій при змінній пропускній здатності окремих ділянок необхідно враховувати такі особливості:

1) у магістральному нафтопродуктопроводі великої протяжності з проміжними станціями можуть одночасно перебувати кілька партій нафти та нафтопродуктів із різними в'язкостями та густинами;

2) пропускна здатність усього магістрального трубопроводу буде обмежуватися пропускною здатністю лімітуючої ділянки з продуктом з найбільшою в'язкістю;

3) регулювання режиму роботи насосних станцій на вітчизняних магістральних трубопроводах здійснюється дроселюванням напору регулюючими клапанами та періодичним відключенням окремих насосів на деяких насосних станціях.

4) у міру просування партій товару трубопроводом пропускна здатність лімітної ділянки змінюватиметься; також може змінюватися і сама лімітна ділянка.

Таким чином, у процесі послідовного перекачування рідин із різними реологічними властивостями магістральним трубопроводом із проміжними насосними станціями відбувається зміна його пропускної здатності внаслідок переміщення лімітної партії більш в'язкої нафти. Це зумовлює необхідність безперервного регулювання режим насосних станцій для уникнення підвищення тиску в трубопроводі вище допустимого за умовою міцності та падіння тиску нижче допустимого за умовами кавітації.

Завдання регулювання роботи трубопроводів великої протяжності з проміжними насосними станціями розглядалися в різній постановці як в Україні, так і за кордоном.

В.Ф. Юфіним і В.Н. Мігдаловим [35], [98] розглядалося перекачування двох груп нафтопродуктів, бензину та дизельного пального, які істотно

відрізняються за густиною та в'язкістю, що найбільш характерно для існуючих нафтопродуктопроводів.

Недоліком цього методу є те, що модель не враховує вимірювання максимального тиску на виході перекачувальної станції та мінімального тиску на вході при зниженні продуктивності. Як показують наші розрахунки, ця зміна може бути викликана обмеженням несучої здатності на ділянці або виникненням перевальних точок. Також не враховано можливість колійних підкачувань і скидів.

У [95] описано комплекс програм моделювання стаціонарного режиму роботи систем магістральних трубопроводів довільної конфігурації, вибору й аналізу технологічних схем роботи систем магістральних нафтопродуктопроводів. Комплекс дозволяє розраховувати сталу витрату, розподіл тисків на кожній ділянці системи нафтопродуктопроводів, величину дроселювання тиску на об'єктах із САР, напір і витрати електроенергії на насосній станції для заданої користувачем схеми включення насосних агрегатів. У розрахунках можуть використовуватися як паспортні характеристики обладнання, так і реальні характеристики, отримані за результатами експлуатації. Математична модель системи нафтопродуктопроводів є гідравлічним ланцюгом зі змішаними параметрами. Дуги відповідають об'єктам системи нафтопродуктопроводів, вузли – пунктам прийому-здачі, початку та кінця об'єктів.

Параметри A і B для перекачувальних станцій розраховуються за напірними характеристиками включених насосних агрегатів. Для лінійної частини нафтопродуктопроводу A – різниця геодезичних відміток на кінцях лінійної ділянки; B – параметр гідравлічного опору, що розраховується за формулою Лейбензона.

Однак дана модель дає змоги здійснювати оптимізаційні розрахунки, в тому числі, при використанні протитурбулентних присадок.

Питання вибору оптимальної кількості введеної присадки на магістральних трубопроводах з декількома проміжними насосними станціями

залишається на сьогодні відкритим, і рішення цього завдання має велике практичне й економічне значення.

Насосно-силове обладнання, яке використовується на перекачувальних станціях нафтопродуктопроводу, може мати різні типи і навіть при однакових марках відрізнятися за своїми технічними характеристиками на 3-5% [92]. Існуючі насоси не можуть забезпечити роботу при максимальних ККД для всього діапазону необхідних подач і напорів. У результаті цього в проектах, за відсутності можливості придбання імпортних насосів, передбачалося використання відцентрових насосів, розрахованих на більш високі навантаження, ніж це було потрібно. Це призводило до їх експлуатації при мінімальних подачах із низьким ККД і необґрунтовано підвищеного напору [43]. Для забезпечення заданих параметрів перекачування (витрати, вихідного тиску, підпору перед ПС та ін.) необхідно регулювати роботу кожного насосного агрегату з мінімізацією витрат, а також мати аналітичні залежності цих параметрів від подачі насоса.

Питаннями оптимізації роботи насосів при послідовному та паралельному включенні на перекачувальних станціях займалися Шаммазов А.М., Жданова Т.Г.[26], Бойков І.Р. [76], Салашенко Г.С. [86], Мінскер І.М. [45], Новосолов В.Ф., Валієва Л.Р. [13]., Колпаков Л.Г. [45], Райський Ю.Д. [59] та ін.

Істотним недоліком використовуваних методів є обмеження області застосування. Так, у [4] розглянуто можливість оптимізації паралельно включених відцентрових насосів при роботі нафтопродуктопроводу з недовантаженням. У [92] пропонується алгоритм оптимізації режиму роботи відцентрових насосних агрегатів, що експлуатуються паралельно за критерієм максимуму сумарного коефіцієнта корисної дії всієї групи насосів. Однак, у роботі не доведено збіг максимумів ККД і потужності, як і оптимальність системи за цим критерієм.

Вибір керуючих впливів (величини дроселювання схеми включення основних насосних агрегатів і кількості введеної присадки на кожній станції) необхідно здійснювати за прийнятими критеріями оптимальності.

В більшості робіт під оптимальним режимом експлуатації НС для будь-якої відомої продуктивності трубопроводу приймався режим, що забезпечує мінімальні витрати електроенергії на перекачування, тобто зниження експлуатаційних витрат при роботі нафтопродуктопроводу.

Приймається, що мінімум наведеної ціни при варіації витрати відповідає найбільш енергетично вигідному режиму роботи нафтопродуктопроводу. Однак програма не враховує можливості зміни гідравлічних характеристик перегонів при введенні присадки, а лінійна апроксимація характеристик насосних агрегатів призводить до похибок.

У [76] обрано критерій мінімального сумарного тиску, розвинутого всіма насосними станціями системи нафтопродуктопроводів для перекачування заданого фіксованого обсягу нафти. Для реалізації цього методу пропонується мінімізувати цільову функцію, що включає тиск в i -му нафтопродуктопроводі, тиск кожної насосної станції, кількість насосних станцій у межах розглянутої мережі нафтопродуктопроводів, кількість паралельних ниток трубопроводів.

Для компаній, які займаються трубопровідним транспортуванням нафти та нафтопродуктів, величина валового доходу визначається тарифом, що встановлюються керівництвом. Обсяги транспортування залежать від багатьох чинників: вивізних тарифних мит, вартості транспортування, кон'юнктури ринку і т.д. Тому для оцінки ефективності зручно використовувати питомі показники, наприклад максимум питомого валового доходу.

Під час проектування трубопровідних систем необхідно дотримуватися певних технологічних і економічних умов, виконання котрих дає змогу оптимізувати оптимальні параметри системи. Однак, з початком експлуатації трубопровідна система перестає бути оптимальною, оскільки змінюється вартість електроенергії, обсяги перекачування, робочі тиски й ін. При цьому економічна ефективність значною мірою залежатиме як від виконання

планових обсягів перекачування продукту, так і від можливості використання наявних резервів потужності для підвищення пропускної здатності.

Як правило, проектна продуктивність трубопровідної системи і використовуване насосне обладнання має забезпечувати максимальний коефіцієнт корисної дії насосних агрегатів. Тому при зниженні продуктивності, не кратної продуктивності одного насосного агрегату, його відключення буде неможливим, а регулювання вимагатиме дроселювання потоку з відповідним збільшенням питомих втрат енергії. Якщо йдеться про збільшення пропускної здатності, то необхідно аналізувати кожен із можливих методів.

При збільшенні пропускної здатності трубопровідної системи за рахунок застосування протитурбулентної присадки існуватиме свій критерій оптимальності та свої обмеження, які визначають можливість застосування ПТП і їх кількість, що вводиться в потік продукту на кожній перекачувальній станції.

Використання протитурбулентних присадок є перспективним способом підвищення пропускної здатності лімітних ділянок нафтопродуктопроводів як на етапах введення продуктивних потужностей, так і при вирішенні задач виконання плану поставок при виникненні технологічних або аварійних простоїв.

1.5 Конкретизація задач досліджень

Аналіз літературних джерел із питань транспортування нафти і нафтопродуктів магістральними трубопроводами показує перспективність застосування протитурбулентних присадок з метою зменшення гідравлічного опору лінійної частини нафтопродуктопроводу, завдяки чому досягається економія енергоресурсів на трубопровідне транспортування. Однак, різні протитурбулентні присадки в поєднанні з різними нафтопродуктами демонструють різну ефективність, що вимагає проведення додаткових досліджень порівняльного характеру. Крім того, рух розчину протитурбулентної присадки в нафтопродукті ділянкою нафтопродуктопроводу

викликає нестационарний процес заміщення чистого нафтопродукту його розчином із ПТП. Цей фактор також необхідно враховувати при прогнозуванні режимів роботи нафтопродуктопроводу. На основі сказаного сформульовано мету дисертаційного дослідження:

Прогнозування раціональних режимів експлуатації нафтопродуктопроводів із використанням і вибором протитурбулентних присадок на основі техніко-економічного порівняння їх властивостей.

Для реалізації поставленої мети дослідження вибрано та реалізовано наступні задачі досліджень:

1. Дослідження впливу протитурбулентних присадок на гідравлічний опір нафтопродуктопроводу.
2. Порівняльний аналіз застосування в трубопровідному транспорті нафтопродуктів протитурбулентних присадок різних типів.
3. Нестационарні процеси в нафтопродуктопроводі при використанні протитурбулентних присадок.
4. Використання протитурбулентних присадок з метою зменшення енерговитрат на перекачування нафти та прогнозування режимів роботи перекачувальних станцій нафтопродуктопроводу при їх застосуванні.
5. Техніко-економічний аналіз використання протитурбулентних присадок у трубопровідному транспортуванні нафтопродуктів.

РОЗДІЛ 2

ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ВЛАСТИВОСТЕЙ ПРОТИТУРБУЛЕНТНИХ ПРИСАДОК

Протитурбулентні присадки в трубопроводному транспорті нафти та нафтопродуктів використовуються для зменшення гідравлічного опору трубопроводу під час руху потоку. В зв'язку з цим основною їх характеристикою є ступінь зниження коефіцієнта гідравлічного опору, що залежить від типу присадки, типу нафтопродукту, концентрації присадки, режиму руху й інших параметрів.

Ряд дослідників присвятили праці дослідженням закономірностей впливу характеристик присадок на ступінь зниження коефіцієнта гідравлічного опору. При цьому встановлено, що ступінь зниження коефіцієнта гідравлічного опору залежить від типу присадки в суміші з конкретним нафтопродуктом; причому дана протитурбулентна присадка показує різну ефективність у суміші з різними нафтопродуктами. Механізм дії присадок встановлено тільки на рівні гіпотез.

У літературі наведено результати досліджень протитурбулентних присадок закордонного виробництва, які в зв'язку з високою чистотою продукту мають високу цінову вартість, що впливає на собівартість транспортування нафтопродуктів.

У роботах вітчизняних дослідників вказується на властивості зменшення гідравлічного опору під час руху нафт і нафтопродуктів технічних полімерів поліакриламід (ПАА) і карбоксиметилцелюлози (КМЦ), які випускаються в Україні за набагато нижчою ціною. Однак, результати досліджень ефективності зниження гідравлічного опору при їх застосуванні в літературі відсутні.

В зв'язку зі сказаним постала необхідність дослідити ступінь зниження коефіцієнта гідравлічного опору нафтопродуктопроводу при використанні вітчизняних протитурбулентних присадок і встановити його залежність від

типу суміші з нафтопродуктом й інших характеристик. Методика проведення таких досліджень, їх результати й аналіз наведені в даному розділі.

2.1 Лабораторний стенд та вимірювальна апаратура

Ефект зниження гідравлічного опору нафтопродуктопроводу при турбулентному потоці нафтопродукту шляхом введення в потік розчину полімерів, відомий як ефект Томса Б.А. [87], дозволяє істотно підвищити продуктивність трубопровідного транспорту і тому привертає увагу дослідників. Встановлено, що при введенні протитурбулентної присадки (ПТП) у потік зменшуються гідравлічний опір і питомі витрати потужності на перекачування; відзначено, що зі збільшенням швидкості потоку рідини в трубопроводі ефективність дії ПТП підвищується. Як протитурбулентні присадки останнім часом найчастіше застосовувалися ПТП марок CDR-102 і Liquid Power TM фірми «Conoco» (США), FLO-XL фірми «Baker Pipeline Products», Necadd-547 фірми «Fortum Oil and-Gas Oy» (Фінляндія) і ВІОЛ (Росія).

Як зазначалося у попередньому розділі, для пояснення сутності ефекту Томса на сьогодні запропоновано близько 30 гіпотез [39], які умовно розділяють на три класи: адсорбційні, структурні і ті, що базуються на реології в'язкопружних середовищ.

У зв'язку з очевидними перевагами застосування високомолекулярних речовин в трубопровідному транспортуванні були зроблені значні зусилля щодо цілеспрямованого синтезу протитурбулентних присадок. Основні вимоги, що пред'являються до них, такі [26]: присадки не повинні вступати в хімічну взаємодію з нафтою, змінювати її хімічний склад і, таким чином, не викликати побічних ефектів як в процесі перекачування, так і при переробці нафти.

До формули протитурбулентної присадки входять активна речовина (полімер) й інші компоненти, призначенням яких є надання присадці таких якостей, як легкість закачування, дозування та змішування з перекачуваною трубопроводом нафтою. Для зниження гідравлічного опору використовуються

гелеподібні та дисперсійні ПТП. У присадках першого типу високомолекулярний полімер розчинений у вуглеводневому розчиннику, а в дисперсійних присадках гідравлічно активна частина являє собою суспензію на водній або вуглеводневої основі.

У [28] розглядаються основні вимоги, що пред'являються до присадки: вона не повинна вступати в хімічну взаємодію з нафтопродуктом. Крім хімічного складу важливим критерієм оцінки якості присадки є чистота її активного компонента. Чистота полімеру та відсутність у ньому сторонніх реактивів, гарантується технологічним рівнем підприємства, на якому він виробляється. Особливе значення тут набуває обрана технологія каталізу. Саме каталіз і полімеризація є центральними складовими всього процесу виробництва протитурбулентної присадки.

На підставі лабораторних експериментальних досліджень зроблено такі узагальнення та висновки:

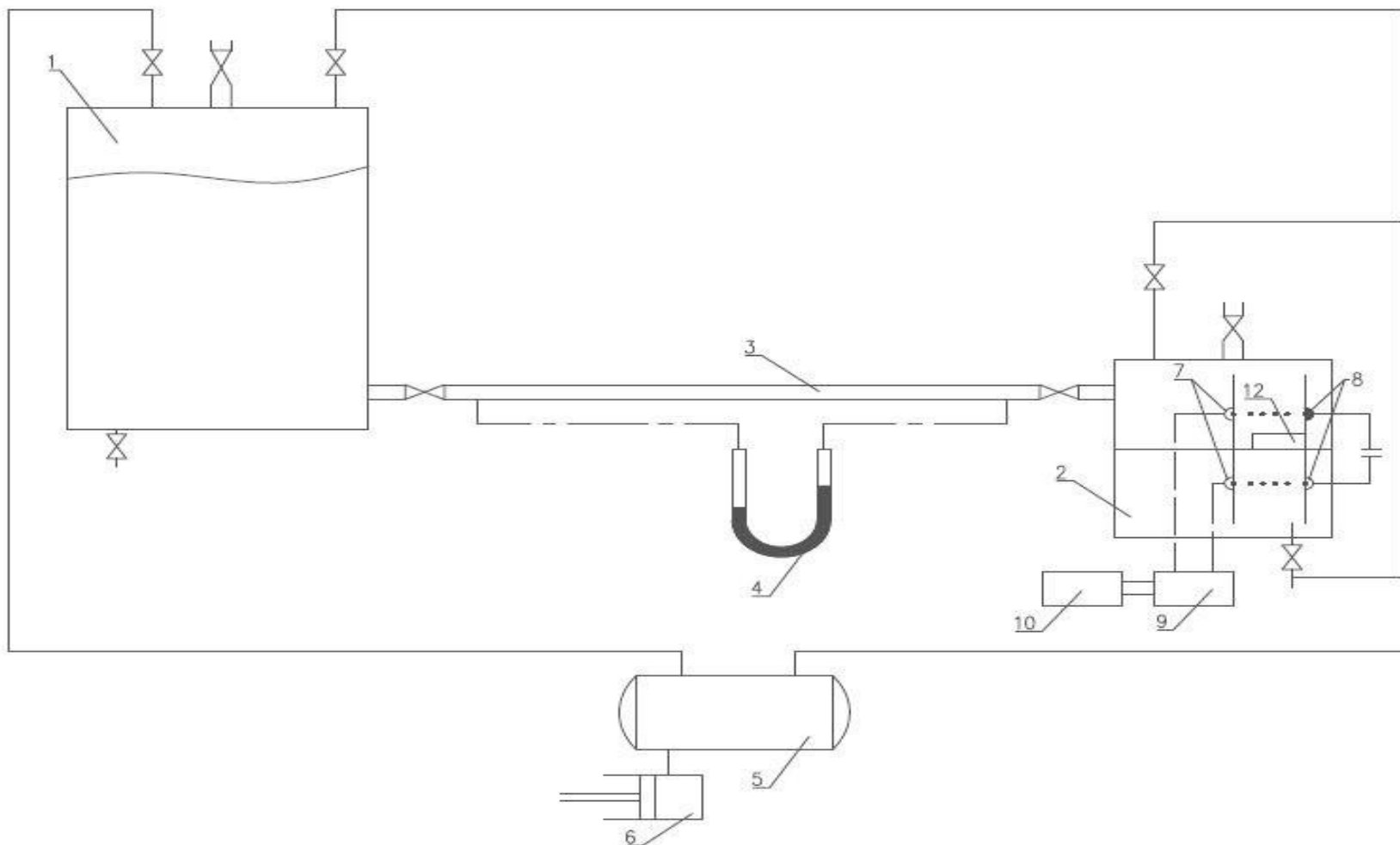
- Високомолекулярні присадки зменшують гідравлічний опір тільки при розвиненому турбулентному потоці;
- Позитивний ефект зниження гідравлічного опору зростає зі збільшенням числа Рейнольдса і молярної маси присадки;
- Існує деяке оптимальне значення концентрації присадки, при якому ефект зменшення гідравлічного опору максимальний;
- Після проходження через відцентрові насоси позитивна дія присадки різко знижується.

Головними факторами, що стримують широке застосування ПТП на нафтопродуктопроводах, є їх висока вартість і дефіцит. У пошуках більш дешевих і доступних нафторозчинних полімерів для зниження гідравлічних опорів дослідники звернули увагу на смоли й асфальтени – продукти, що містяться в залишках крекінг-процесу або прямої перегонки нафти і відрізняються відносно високою молярною масою. Крім того, відомі роботи [5,6,7], в яких для зниження гідравлічного опору водних розчинів застосовувались карбоксиметилцелюлоза (КМЦ) і поліакриламід (ПАА). Однак,

у літературі інформація про дослідження ефективності цих полімерів при перекачуванні нафтопродуктів відсутня.

Поліакриламід – високомолекулярний полімер акриламід (аміду акрилової кислоти) являє собою безбарвні кристали. Хімічна формула $[-CH_2-CH(CONH_2)-]_n$. Молекулярна маса 71,08. Температура плавлення $84,5^\circ C$, кипіння $215^\circ C$. Тиск пружних парів 0,93 Па при температурі $25^\circ C$ і 9,3 Па при температурі $50^\circ C$. Добре розчинний у воді та спиртах. Сьогодні широко застосовуються водорозчинні полімери на основі акриламід, об'єднані загальною назвою "Поліакриламід". До цієї групи входять поліакриламід (ПАА) – неіоногенний полімер, його аніонні похідні (наприклад, частково гідролізований ПАА) і катіонні похідні (наприклад полівініламін), а також сополімери з різними іоногенними та неіоногенними мономерами. Полімери та сополімери з різною молекулярною масою, молекулярно-масовим розподілом, хімічним складом і розподілом ланок вихідних мономерів уздовж ланцюга, лінійні, розгалужені та зшиті мають різне функціональне призначення та різні сфери застосування.

Карбоксиметилцелюлоза (КМЦ, целюлозогліколева кислота $[C_6H_7O_2(OH)_{3-x}(OCH_2COOH)_x]_n$, де $x=0,08-1,5$) - похідна целюлози, в якій карбоксиметильна група $(-CH_2-COOH)$ з'єднується з гідроксильною групою глюкозних мономерів. Є слабкою кислотою, безбарвна. Вперше синтезована та запатентована німецьким хіміком Янсенем у 1918 році. Зовнішній вигляд: світло-бежевий кристалічний порошок; рН (1% розчин у воді): 7,7. У хімічній, харчовій і медичній промисловості найчастіше використовується як натрієва сіль – натрій-карбоксиметилцелюлоза (Na-карбоксиметилцелюлоза), водні розчини якої в'язкі, мають псевдопластичні рідини, а у деяких сортів – тиксотропії. Na-карбоксиметилцелюлоза застосовується як пластифікатор, згущувач, ресорбент. Як загущуючий агент входить до складу зубної пасти, харчових продуктів (харчова добавка E469, E466), косметики, лаку для волосся, проносних засобів. Застосовується у виробництві клею (наприклад, клею бустилат).



1 – роздатковий резервуар; 2 – приймальний резервуар; 3 – випробувальний трубопровід; 4 – дифманометр;
 5 – ресивер; 6 – компресор; 7 – фотодіоди; 8 – джерела світла; 9 – реле; 10 – електронний секундомір; 11 – труба;
 12 – поплавок

Рисунок 2.1 – Принципова схема дослідного стану

Глинисті суспензії Na-карбоксіметилцелюлози використовуються при бурінні. Входить до складу миючих засобів і наповнювачів для акумуляторів холоду. Якісне визначення: ГЧ-спектрофотометрія.

Ефективність застосування ПАА і КМЦ як протитурбулентних присадок досліджувалася в лабораторних умовах під час перекачування дизельного пального та гасу [11,16]. Для цього була створена експериментальна установка, що складалася з витратного та приймального резервуарів, з'єднаних трубопроводом. Із огляду на зниження ефективності присадок при проходженні їх суміші з нафтопродуктом через насос, при проектуванні дослідної установки було вирішено відмовитися від використання насосів. Для забезпечення необхідної витрати по трубопроводу за допомогою компресора створювався надлишковий тиск повітря над поверхнею рідини в видатковому резервуарі, який у ході експерименту підтримувалося постійним. Приймальний резервуар при цьому сполучався з атмосферою.

Після закінчення експерименту за допомогою електропневмоклапанів, встановлених на повітряній лінії, повітряний простір витратного резервуара з'єднувався з атмосферою, а над поверхнею рідини в приймальному резервуарі за допомогою компресора створювався надлишковий тиск. Це дозволяло по зворотній лінії повернути перекачати з досліджуваного трубопроводу кількість рідини в видатковий резервуар, після чого дослід повторювався з новою витратою

Витрата рідини з досліджуваного трубопроводу вимірювалася об'ємним методом. Для цього в приймальному резервуарі встановлена вертикальна труба, яка при наповненні резервуара заповнювалася всередині нафтопродуктом, на поверхні котрого плавав пінопластовий поплавок. На двох рівнях у трубі по різних кінцях діаметра встановлювалися джерело світла (електролампочка) і фотодіод. При перекритті поплавком світлового потоку на фотодіод нижнього рівня у процесі заповнення резервуара реле включало електронний секундомір для визначення часу наповнення. Перекриття поплавком світлового потоку на фотодіод верхнього рівня посиляло команду на реле для зупинки електронного секундоміра. Таким чином вимірювалося час заповнення приймального

резервуара від нижнього до верхнього рівня. Об'єм рідини між нижнім і верхнім контрольними рівнями в приймальному резервуарі визначався дослідним шляхом і складав 67,356 л. При діаметрі випробувального трубопроводу 25,4 мм і його довжині 6,5 м створювався максимальна витрата до 1,2 л / с, що забезпечувало тривалість експерименту протягом хвилини.

Для вимірювання втрат напору в прямолінійній ділянці випробувального трубопроводу використовувався ртутний U-подібний дифманометр [12,15].

Видатковий резервуар виконано циліндричним, з висотою 1 м і внутрішнім діаметром 400 мм. У ході експерименту рівень рідини в видатковому резервуарі знижувався на величину 536 мм, що створювало деяку нестационарність процесу руху рідини і могло позначитися на похибці визначення коефіцієнта гідравлічного опору.

2.2 Методика проведення експерименту

Використання стаціонарної моделі, заснованої на застосуванні відомої формули Дарсі-Вейсбаха, дає залежність для визначення коефіцієнта гідравлічного опору в вигляді [14]

$$\lambda = \frac{\pi^2 g D^5 \Delta H \rho_{рт}}{8 L Q^2 \rho_n}, \quad (2.1)$$

де D, L - діаметр і довжина трубопроводу відповідно;

ΔH -покази ртутного дифманометра при витраті Q ;

$\rho_{рт}, \rho_n$ - густина ртуті та нафтопродукту.

В основу нестационарної моделі покладено рівняння балансу кількості нафтопродукту

$$S dh = Q dt, \quad (2.2)$$

де S – площа дзеркала нафтопродукту в видатковому резервуарі;

dh – зміна рівня за час dt ;

Q – витрата.

Виходячи з рівняння Бернуллі, отримаємо

$$h = \left(\lambda_H \frac{L}{D} + \xi \right) \frac{w^2}{2g}, \quad (2.3)$$

де λ_H – коефіцієнт гідравлічного опору в умовах нестационарності;

ξ – сумарний коефіцієнт місцевих опорів; w - середня швидкість потоку.

З (2.3) легко отримати вираз для витрати

$$Q = \frac{\varpi \sqrt{2gh}}{\sqrt{\lambda_H \frac{L}{D} + \xi}}, \quad (2.4)$$

де ϖ - площа перерізу трубопроводу.

Підставляючи (2.4) у (2.2), після інтегрування в межах від верхнього рівня до нижнього рівня та нескладних перетворень отримаємо

$$\frac{\frac{\varpi}{S} \tau \sqrt{g}}{\sqrt{2H_1 - \sqrt{2H_2}}} = \sqrt{\lambda_H \frac{L}{D} + \xi}. \quad (2.5)$$

Звідси

$$\lambda_H = \frac{hD \left(\frac{\varpi}{S} \right)^2 \tau^2}{L \left(\sqrt{2H_1 - \sqrt{2H_2}} \right)} - \xi \frac{D}{L}. \quad (2.6)$$

Сумарний коефіцієнт місцевих опорів у (2.6) визначався дослідно, шляхом вимірювання перепаду на вході та виході випробувального трубопроводу за допомогою ртутного дифманометра.

Для серії дослідів, що відрізняються значеннями числа Рейнольдса, визначалися значення коефіцієнта гідравлічного опору трубопроводу без урахування нестационарності потоку по (2.1) і з її урахуванням по (2.6). Результати розрахунків зведені в таблиці 2.1.

Як впливає з їх аналізу, нестационарність процесу призводить до похибки при визначенні коефіцієнта гідравлічного опору, яка не перевищує 1,5% (що допускається). Звідси впливає правомірність використання стаціонарних моделей при обробці результатів експериментів.

Перед кожною серією дослідів виконувалася підготовка розчину в досліджуваному нафтопродукті, в якості якого розглядалися дизельне пальне та гас. Оскільки ПАА і КМЦ є твердими кристалами, то спершу готували розчин ПТП у дизельному пальному (гасі) у ваговому співвідношенні 1:9 [13]. Процес розчинення займав близько 72 години. Далі готовий розчин полімеру заливали в нафтопродукт, що знаходиться в роздатковому резервуарі. Кількість розчину вибиралася так, щоб концентрація полімеру в нафтопродукті становила від 0 до 50 г/т (через кожні 10 г/т)

Таблиця 2.1 - Оцінка впливу нестационарності процесу на результат визначення коефіцієнта гідравлічного опору

№ досліду	Число Рейнольдса, Re	Коефіцієнт гідравлічного опору			Похибка, %
		Теоретичний λ_T	без урахування нестационарності λ	З урахуванням нестационарності λ_H	
1	6328	0,0355	0,0347	0,0352	1,42
2	6516	0,0352	0,0324	0,0328	1,21
3	6642	0,035	0,0341	0,0339	1,39
4	6767	0,0349	0,0366	0,0359	1,91
5	6892	0,0347	0,0335	0,0338	0,88
6	7018	0,0346	0,0362	0,0359	0,83
7	7143	0,0344	0,0327	0,0332	1,50
8	13033	0,0296	0,0321	0,0323	0,62
9	14637	0,0288	0,0282	0,0291	0,31
10	15840	0,0282	0,0293	0,0289	1,38
11	16642	0,0278	0,0277	0,0278	0,35
12	17845	0,0274	0,0282	0,0279	1,06
13	18848	0,027	0,0289	0,0288	0,35
14	19850	0,0267	0,0245	0,0248	1,21

Після цього включався компресор, за допомогою якого утворювався тиск над поверхнею нафтопродукту в роздатковому (приймальному) резервуарі, і протягом 3 годин суміш циркулювала по трубах установки (управління системою здійснювався шляхом перемикання електропневмоклапана в автоматичному режимі). Після закінчення зазначеного часу наставав певний режим руху нафтопродукту в суміші з ПТП по випробувальному трубопроводу, при якому знімали показання дифманометра для визначення гідравлічних втрат напору та визначався час заповнення приймального резервуара для визначення витрати.

В зазначеній послідовності роботи проводилися при температурах нафтопродукту 20°C; для цього в приміщенні лабораторії постійно підтримувалася зазначена температура за допомогою кондиціонера. Після завершення серії дослідів на одному типі нафтопродукту і з однієї концентрацією ПТП установка звільнялася від рідини, промивалася та продувалася повітрям.

Перша серія дослідів, що характеризується різними витратами рідини, проводилася на чистих нафтопродуктах (дизельному пальному або гасі). При цьому в кожному досвіді за відомими втратами напору та витратою рідини визначалися число Рейнольдса Re_0 і коефіцієнт гідравлічного опору. Крім того, для оцінки похибки розраховувалося теоретичне значення коефіцієнта гідравлічного опору на основі класичної формули Блазіуса. Надалі аналогічним чином оброблялися результати дослідів для суміші кожного нафтопродукту з ПТП різної концентрації, при цьому визначалися значення коефіцієнта гідравлічного опору. Ефективність присадки, яка характеризувала ступінь зниження гідравлічного опору, оцінювалася співвідношенням

$$\varphi = \frac{\lambda_0 - \lambda_{II}}{\lambda_0}, \quad (2.7)$$

де λ_0 – коефіцієнт гідравлічного опору нафтопродуктопроводу при перекачуванні чистого нафтопродукту;

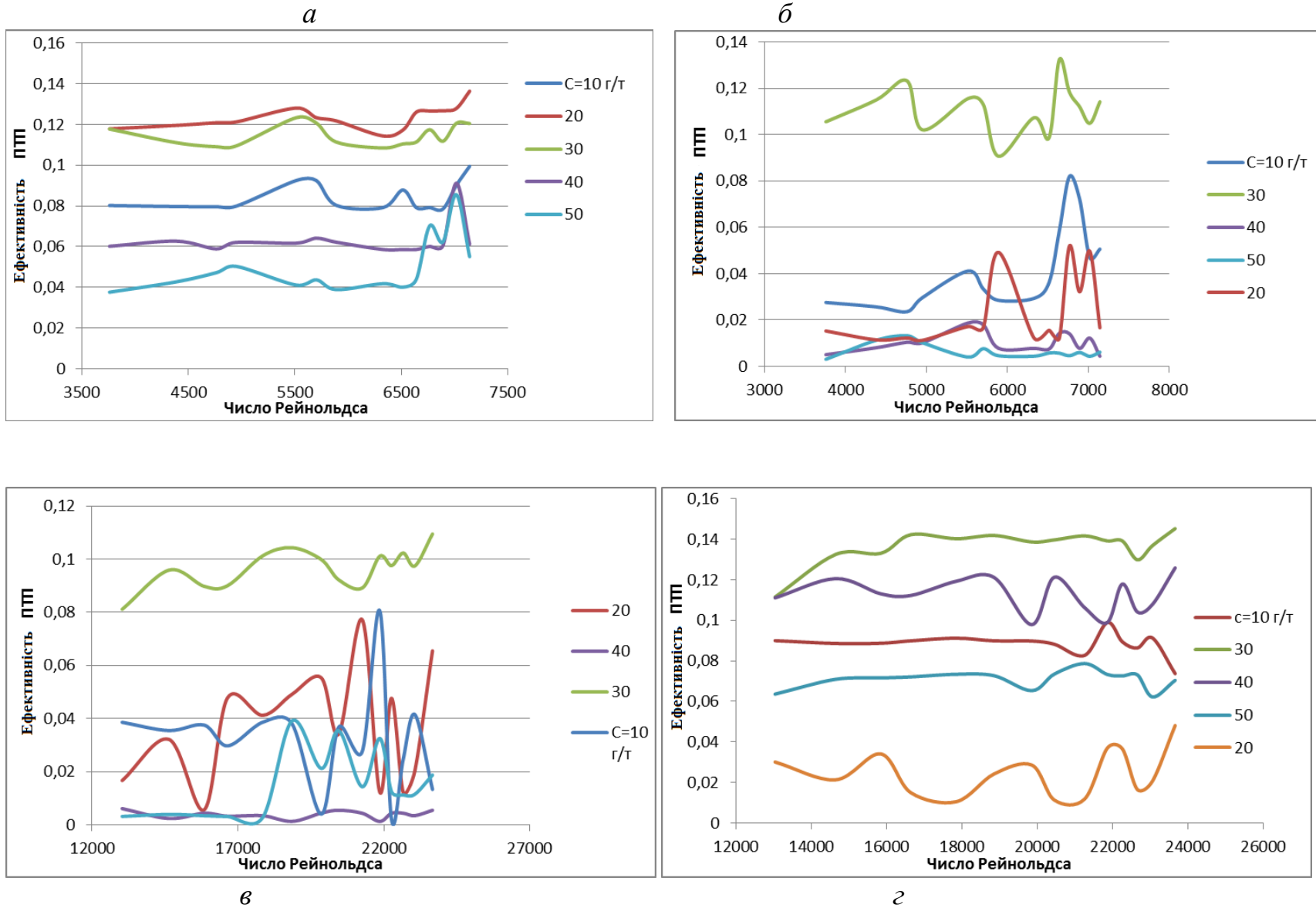
λ_{II} – коефіцієнт гідравлічного опору нафтопродуктопроводу при перекачуванні суміші нафтопродукту з ПТП.

2.3 Результати дослідів і їх аналіз

У результаті проведення різних серій експериментів, що відрізняються типом нафтопродукту, типом протитурбулентної присадки та її концентрацією в суміші, отримано результати, які наведені у вигляді графіків на рисунку 2.2.

Аналіз отриманих результатів показує, що досліджувані полімери – поліакриламід (ПАА) і карбоксиметилцелюлоза (КМЦ) – можуть успішно використовуватися як протитурбулентні присадки при перекачуванні дизельного пального та гасу нафтопродуктопроводами, оскільки їх невеликі концентрації в суміші з зазначеними нафтопродуктами зумовлюють зменшення гідравлічного опору, що, в кінцевому підсумку, зумовлює підвищення пропускної здатності трубопроводів і скорочення енерговитрат на перекачування. Слід зазначити, що кожна з розглянутих ПТП поводить себе в суміші з різними нафтопродуктами (дизельним паливом і гасом) по-різному: загальних закономірностей для встановлення аналітичних закономірностей отримати не вдалося. Найбільш ефективною виявилася присадка ПАА в суміші з гасом (зниження коефіцієнта гідравлічного опору в межах 10 - 15%, залежно від концентрації). Присадка ПАА в дизельному паливі призводить до зниження коефіцієнта гідравлічного опору в межах 10 - 14%. Менш ефективною виявилася присадка КМЦ: в суміші з дизельним паливом спостерігається зниження коефіцієнта гідравлічного опору в межах 9 - 13%, а в суміші з гасом - 9 - 11 %.

Автори [7,8] стверджують, що застосування стандартних ПТП закордонного виробництва дає змогу значно більше знизити гідравлічний опір трубопроводу (до 25 - 35%). Однак вони ж відзначають, що головною вимогою до ПТП є чистота полімеру, що позначається на ціні присадок. У нашому випадку досліди проводилися на технічних полімерах ПАА і КМЦ, що застосовуються в бурінні свердловин.

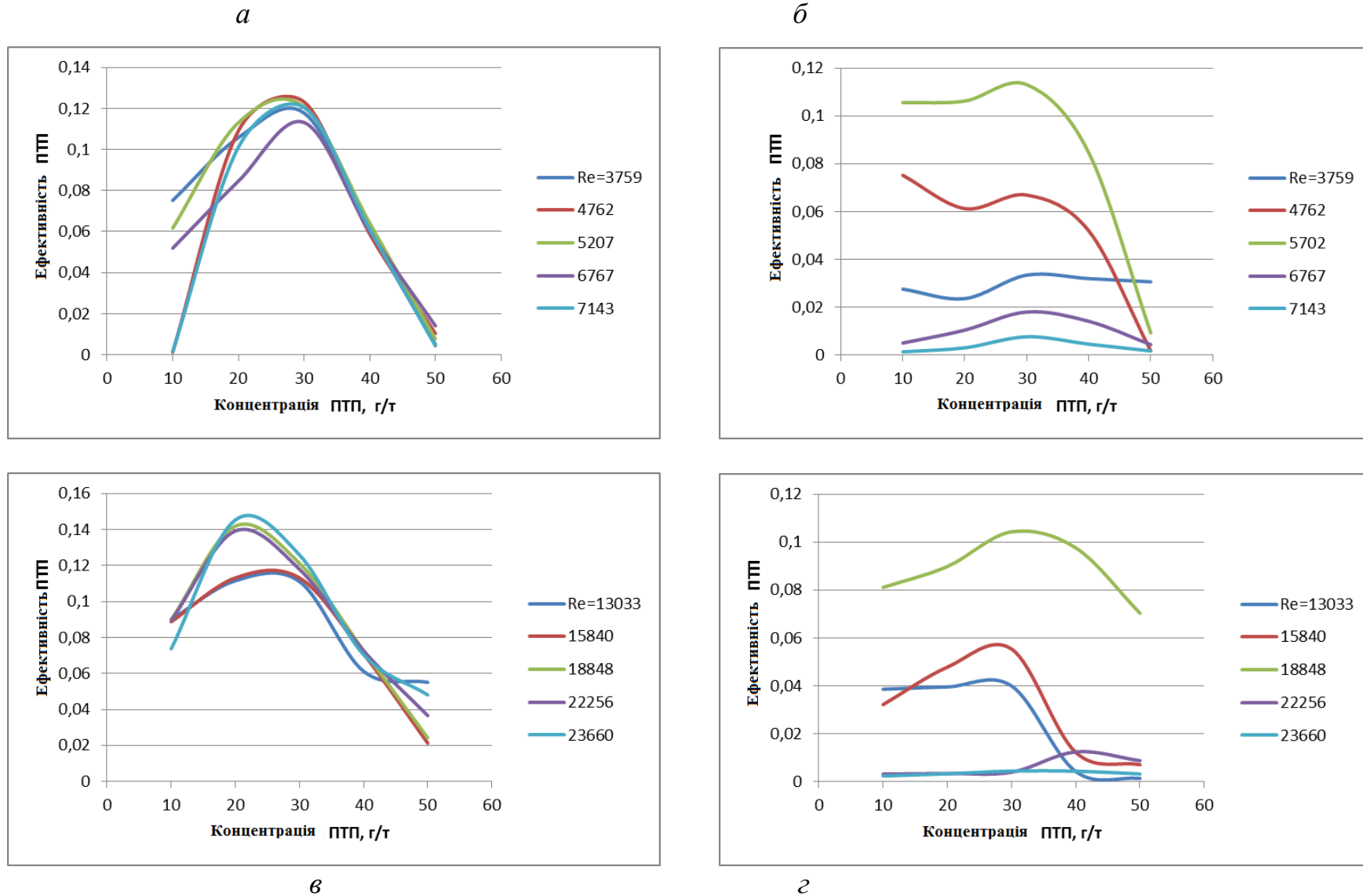


a – дизельне пальне з ПАА; *б* – газ із ПАА; *в* – дизельне пальне з КМЦ; *г* – газ із КМЦ
 Рисунок 2.2 – Залежність ефективності протитурбулентних присадок від числа Рейнольдса

Результати дослідів підтверджують положення про те, що зі збільшенням молекулярної маси ПТП по відношенню до щільності нафтопродукту її ефективність зростає. Крім того, збільшення числа Рейнольдса також зумовлює підвищення ефективності присадки. Нарешті, важливим параметром, що визначає ефективність застосування протитурбулентних присадок, є їх концентрація в суміші з нафтопродуктом. На рисунку 2.3 наведені залежності ефективності протитурбулентних присадок ПАА і КМЦ у суміші з дизельним паливом і гасом при різних концентраціях, побудовані на підставі результатів проведених дослідів.

Як видно з графіків, для кожного типу з розглянутих сумішей характерна концентрація, при якій досягається максимальна ефективність ПТП. Для суміші дизельного пального з ПАА оптимальна концентрація знаходиться в межах 20 - 29 г/т і зростає зі збільшенням числа Рейнольдса. При використанні ПАА як протитурбулентної присадки для гасу діапазон оптимальних концентрацій становить 19 - 33 г/т і зі збільшенням числа Рейнольдса зменшується. Використання в якості протитурбулентної присадки КМЦ у суміші з дизельним паливом найбільш ефективно в діапазоні концентрацій 26 - 33 г/т і не залежить від числа Рейнольдса. При використанні цього ж полімеру в суміші з гасом оптимальна концентрація знаходиться в діапазоні 26 - 38 г/т і зі збільшенням числа Рейнольдса зростає. Для зниження гідравлічного опору нафтопродуктопроводів під час транспортування нафтопродуктів (дизельного пального та гасу) запропоновано в якості протитурбулентних присадок використовувати високомолекулярні полімери поліакриламід (ПАА) і карбоксиметилцелюлозу (КМЦ).

Проведені серії лабораторних досліджень сумішей зазначених компонентів при різних режимах перекачування та різних концентраціях дозволили розробити рекомендації щодо вибору типу та концентрації присадок залежно від режиму руху нафтопродукту.



a – дизельне пальне з ПАА; *б* – газ із ПАА; *в* – дизельне пальне з КМЦ; *г* – газ із КМЦ

Рисунок 2.3 - Залежність ефективності протитурбулентної присадки від концентрації

2.4 Порівняльний аналіз застосування в трубопровідному транспорті нафтопродуктів протитурбулентних присадок різних типів

Найявний досвід застосування високомолекулярних сполук для зниження гідравлічного опору показує, що використовувані в промисловості присадки виготовляються на базі поліолефінів, які відносяться до карболанцюгових полімерів і утворюються при гомо- або сополімеризації олефінів.

Серед найбільш вживаних протитурбулентних присадок, які використовуються за рубежом в трубопровідному транспорті нафт і нафтопродуктів слід відзначити наступні:

- CDR-102 фірми «Сопосо» (США) - присадка являє собою 7-10% гелеобразний розчин продукту полімеризації олефінів молекулярною масою 10^6 в гасі.

- FLO (1003, 1008, 1010, 1020, 1031 та ін.) Фірми «Baker Pipeline Products» (США) - присадка є гелеобразной і містить в активній частині поліолефіни.

- Necadd-547 фірми «Fortum Oil & Gas» (Фінляндія) - присадка представляє 5-8% -й гелеобразний розчин поліолефінів молекулярною масою $3 \cdot 10^6$ в гасі.

- «Віол» Томського політехнічного університету - присадка представляє 6-12% розчин поліолефінів молекулярною масою $3 \cdot 10^6$ в бензині.

Останнім часом на ринок стали пропонуватися протівотурбулентні присадки з тією ж гідравлічно активною частиною, але у вигляді водної емульсії: CDR-202, Liquid Power™ («Сопосо»), вуглеводневої: FLO XL «Baker Pipeline Products» і Necadd-447 «Fortum Oil and Gas», що дозволяє отримати присадку з великим вмістом полімеру до 20-25%.

Характеристики ПТП деяких фірм наведено в таблиці 2.2

Особливістю протитурбулентних присадок, яка визначає їх властивості в зниженні гідравлічного опору нафтопродуктопроводу, є високі вимоги до чистоти продукту, в зв'язку з чим ринкова вартість імпортованих ПТП складає від \$12000 (США) за тонну. Суттєво дешевшою є присадка «Віол» виробництва РФ

173143 р/т.(\$5585) [5]. Однак, її дефіцит вимагає пошуку нових дешевих замінників.

Ряд дослідників [2,3] використовувати технічний поліакриламід (ПАА) та карбоксиметилцелюлозу (КМЦ) як протитурбулентні присадки.

Широкий вибір різних типів і марок протитурбулентних присадок на світовому ринку зумовлює необхідність проведення порівняльного аналізу ефективності їх застосування під час транспортування різних нафт і нафтопродуктів. При цьому йдеться про порівняння як ступеня зниження гідравлічного опору при транспортуванні, так і техніко-економічних показників.

На сьогодні інформація про такий порівняльний аналіз ефективності застосування ПТП різних типів у літературних джерелах відсутня. Це пов'язано, в першу чергу, з тим, що різні типи протитурбулентних присадок в суміші з різними видами нафт і нафтопродуктів показують різну ефективність, тобто різний ступінь зниження гідравлічного опору. Навіть використання конкретного типу ПТП у суміші зі стандартним нафтопродуктом, але виготовленим з різних нафт різними виробниками, показує різну ефективність зниження гідравлічного опору нафтопродуктопроводу. По-друге, кожен розробник проводить випробування тільки своєї присадки, а, по-третє, зазначені випробування проводяться в неадекватних умовах. У [4] запропоновано використовувати для порівняльного аналізу ефективності різних типів ПТП критерії Рейнольдса та Дебори.

Таблиця 2.2 - Характеристики ПТП деяких фірм

Назва присадки	Liquid Power™ «Сопосо»	FLO XL «Baker»	Necadd-547 «Fortum»	«Віол» Томськ
Агрегатний стан	дисперсія	дисперсія	гель	гель
Колір присадки	Білий	Сірий	Безбарвний	Жовтуватий
Густина, кг/м ³	970	960	769	800
В'язкість (при 20 °С), сПз	250-400	200 - 250	44000	
Температура кипіння, °С	100	120	126	

Продовження таблиці 2.2

Назва присадки	Liquid Power™ «Сопосо»	FLO XL «Baker»	Necadd-547 «Fortum»	«Віол» Томськ
Розчин. у воді	не розчиниться	диспергує	не розчиниться	не розчиниться
Розчин. у нафті	розчин.	розчин.	розчин.	розчин.
Вміст гідравлічно активного полімеру, % (мас.)	23,7	даних немає	5,5 10	

Критерій Дебори або число Дебори (De) – це критерій подібності в реології, що вказує на ступінь текучості матеріалу в експерименті. Число Дебори визначається як відношення

$$De = \frac{t_p}{t_n} \quad (2.8)$$

де t_p – характерний час релаксації матеріалу,

t_n – характерний час спостереження.

При тривалості спостереження, що перевищує характерний час релаксації, матеріал тече; тобто чим менше число Дебори, тим плинніший матеріал у рамках проведеного експерименту. Критерій був введений М. Рейнером [5]; він може бути застосований до рідин Максвелла, але не застосовується до рідин Кельвіна - Фойгта.

Обробка експериментальних даних, що містяться в роботах [15, 19, 21, 22, 29, 39, 40, 42, 48, 81], дозволила стверджувати наступне.

При розвинених числах Рейнольдса величина числа Дебори при малих діаметрах труб істотно більша, ніж при великих. Це свідчить, зокрема, про неможливість прямого перенесення подібних результатів на промислові трубопроводи. В досліджах [21] збільшення концентрації ПТП у пальному ТС-1 призводить до того, що число Дебори при сталому критерії Рейнольдса спершу зростає, а потім починає зменшуватися. Це відповідає відомому факту [9] щодо існування деякого порогового значення концентрації полімеру, при перевищенні якого гідравлічний ефект від малих добавок високомолекулярних

речовин знижується. Навіть при розвиненому турбулентному режимі та досить значних добавках ПТП гудрону в гас величини числа Дебори невеликі. Це дозволяє зробити висновок про низьку ефективність використання даної високомолекулярної речовини. Результати промислових експериментів з присадкою «Віол» [39, 40], в яких залежність числа De від Re_0 обернено пропорційна, суперечать закономірностям, виведеним у дослідях з іншими ПТП.

Як вказується у [7], ефективне число Рейнольдса при турбулентному режимі перекачування нафтопродуктів із протитурбулентними присадками може бути знайдене з

$$Re = Re_0(1 + De^2) \quad (2.9)$$

де Re_0 - число Рейнольдса за тих же в умов, але за відсутності присадки.

При такій постановці завдання прогнозування величини коефіцієнта гідравлічного опору λ_n при транспортуванні суміші нафтопродукту з ПТП зводиться до розробки методики обчислення числа Дебори De (при відомому значенні коефіцієнта гідравлічного опору при транспортуванні чистого нафтопродукту λ_0). Використовуючи для коефіцієнта гідравлічного опору узагальнену формулу

$$\lambda = A Re^{-m},$$

перепишемо формулу (2.2) у вигляді

$$\left(\frac{A}{\lambda_n}\right)^{\frac{1}{m}} = \left(\frac{A}{\lambda_0}\right)^{\frac{1}{m}} (1 + De^2). \quad (2.10)$$

Звідси знаходимо

$$\lambda_n = \frac{\lambda_0}{(1 + De^2)^m}. \quad (2.11)$$

З [80] ефективність ПТП, яка характеризує ступінь зменшення гідравлічного опору, рівна

$$\varphi = 1 - \frac{\lambda_n}{\lambda_0}. \quad (2.12)$$

Тепер, враховуючи (2.11), отримаємо

$$De = \sqrt{\frac{1}{m\sqrt{1-\varphi}} - 1} \quad (2.13)$$

Залежність (2.13) пов'язує ступінь ефективності присадки φ із критерієм Дебори De , що дозволяє застосовувати її для порівняння ефективності різних типів ПТП за різних умов критерію Дебори..

Графіки залежності числа Дебори від числа Рейнольдса для різних ПТП представлені на рисунку 2.4. Для їх побудови використано дані з літературних джерел [10,11] і результати власних експериментальних досліджень застосування домішок ПАА і КМС в якості ПТП під час перекачування дизельного пального та гасу з оптимальними концентраціями.

Нескладно зауважити, що розкид експериментальних точок вельми великий. Частково це пояснюється відмінністю концентрацій високомолекулярних речовин у перекачуваних рідинах.

Однак, варто погодитися з твердженням, що: «... різні полімери помітно відрізняються один від одного за своїми властивостями, і зниження рівня пульсації у них відбувається завдяки різним механізмам» [11]. Отримані експериментальні дані різних дослідників відрізняються умовами проведення дослідів, зокрема величиною критерію Рейнольдса, який має вирішальний вплив на ефективність ПТП. Тому для порівняння різнотипних даних, отриманих за різних умов, використано методичку [11], яка базується на застосуванні формули

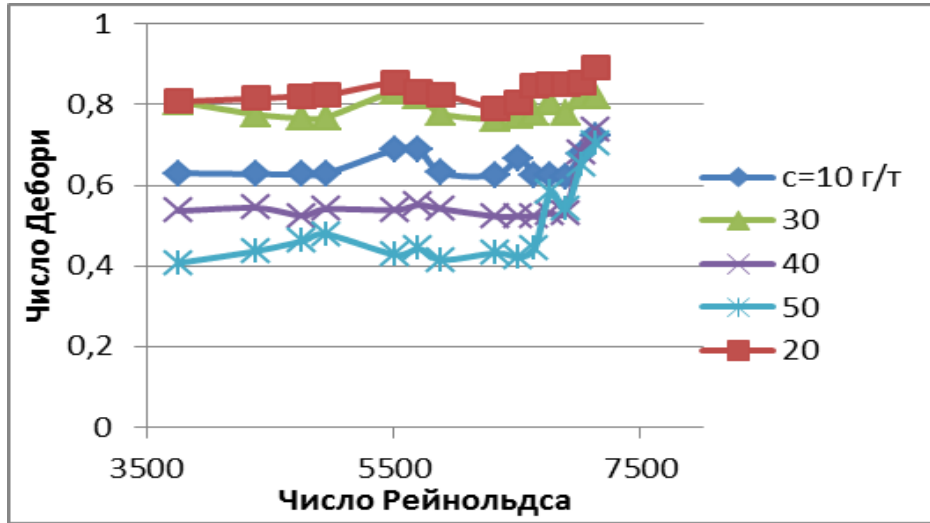
$$De = \alpha_0 \theta^{\alpha_1} Re^{\alpha_2}, \quad (2.14)$$

де θ – концентрація ПТП у г/т;

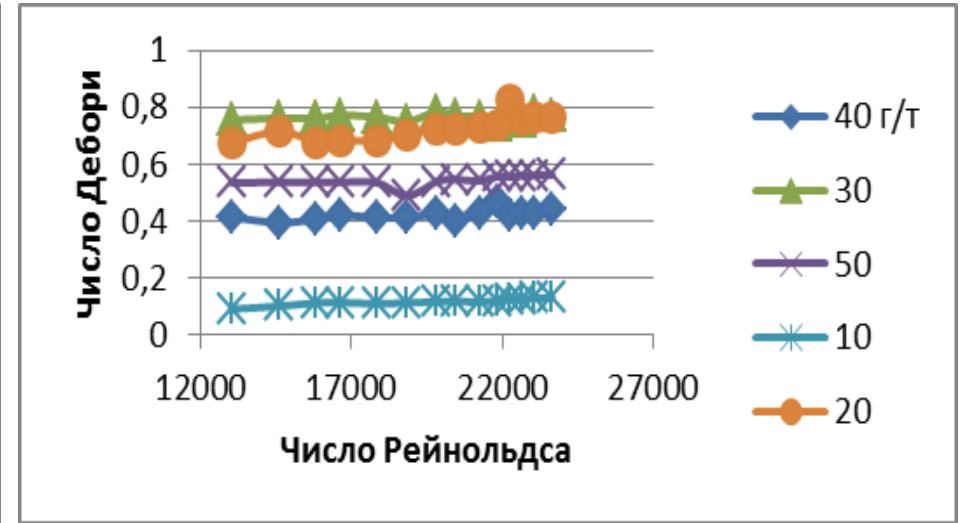
$\alpha_i (i = 0,1,2)$ – сталі параметри для кожної пари «нафтопродукт-ПТП», які визначаються за експериментальними даними, приведеними на рисунку 2.4.

Використовуючи формулу (2.14), нескладно виконати порівняльний аналіз ефективності застосування ПТП різних марок за однакових умов. Результати розрахунків числа Дебори при оптимальних концентраціях присадки та числах Рейнольдса в межах *10000 ... 100000* наведені на рисунку 2.5. Вказаний діапазон зміни чисел Рейнольдса в загальному відповідає реальним режимам роботи нафто- та нафтопродуктопроводів в зоні гідравлічно гладких труб і зоні змішаного тертя. При режимах роботи нафтопродуктопроводів, що виходять за рамки вказаного діапазону зміни чисел Рейнольдса, встановлені залежності вимагають додаткового підтвердження. Однак, така постановка питання не виходить за рамки запропонованого підходу до дослідження.

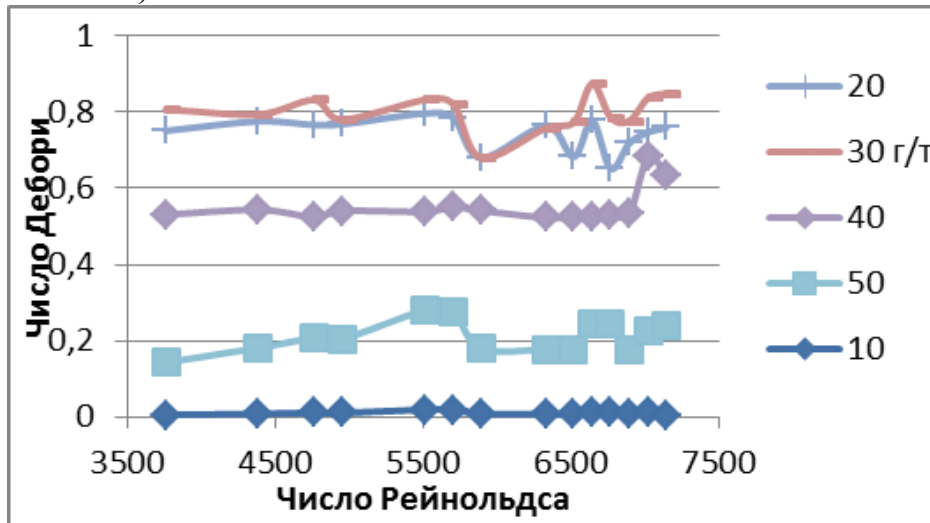
Оскільки великим величинам числа Дебори відповідають менші значення коефіцієнта гідравлічного опору, на підставі виконаних розрахунків можна зробити висновки про порівняну ефективність розглянутих присадок.



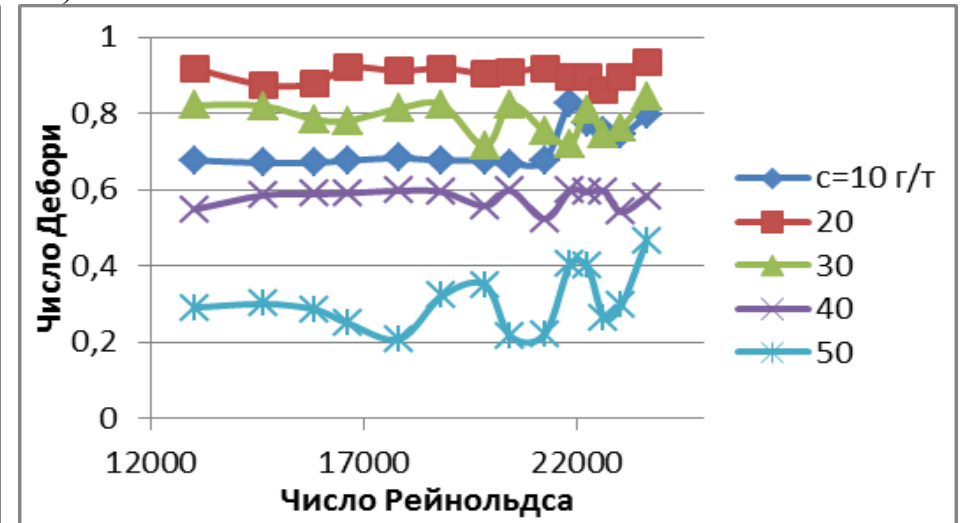
а)



б)



в)

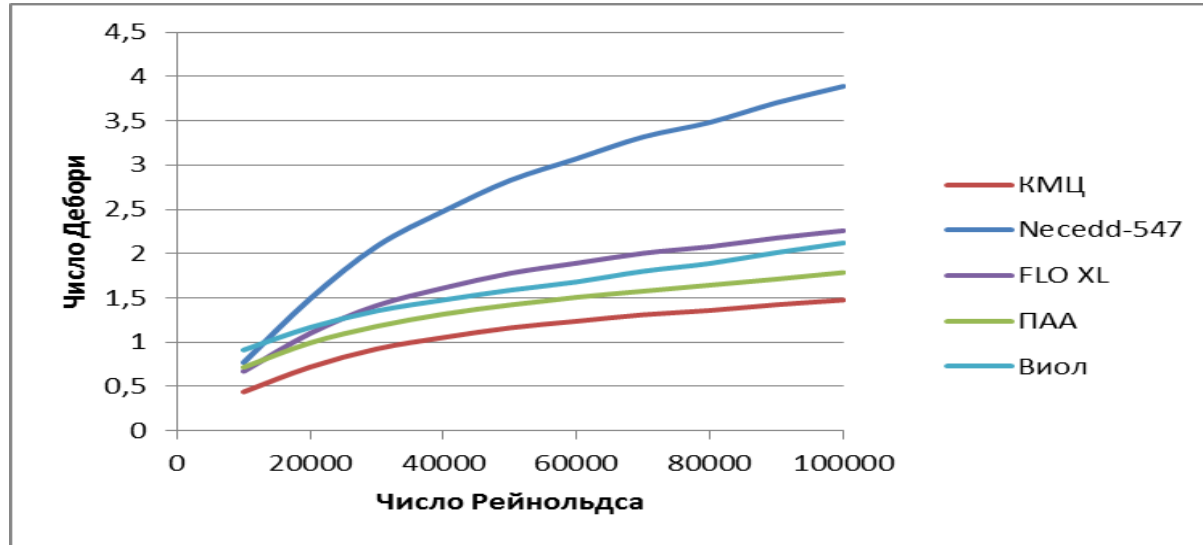


г)

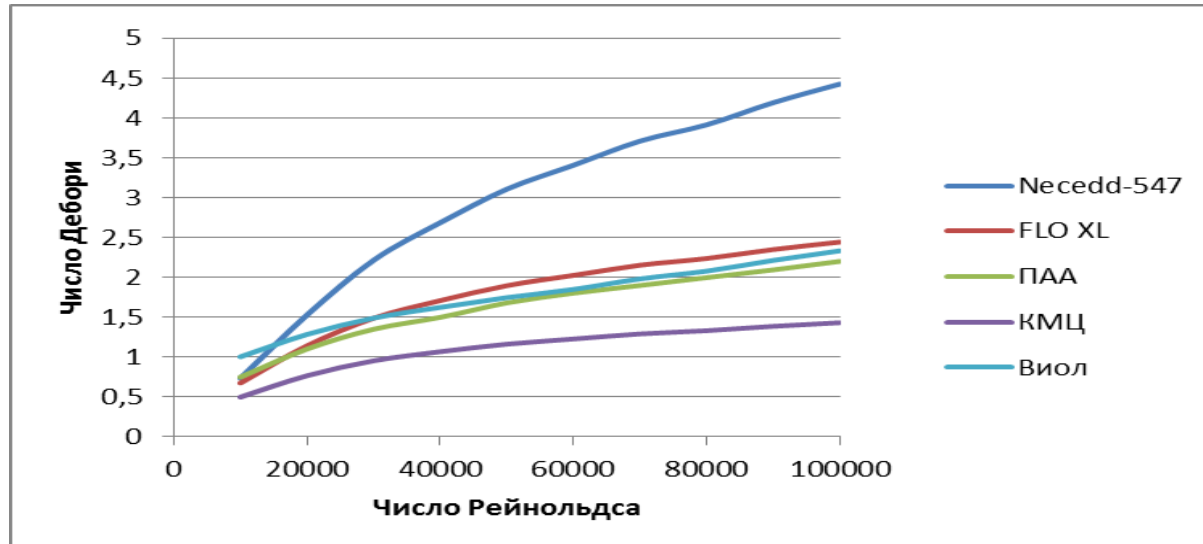
а) – дизельне пальне – ПАА; б) – газ – ПАА; в) – дизельне пальне – КМЦ;

г) – газ – КМЦ

Рисунок 2.4 – Експериментальні залежності критерію Дебори від критерію Рейнольдса



а



б

а) дизельне пальне; б) гас

Рисунок 2.5 - Залежність критерії Дебори від критерії Рейнольдса

Аналіз результатів розрахунків показує, що найбільш ефективною присадкою з розглянутих (як для транспортування дизельного пального, так і для гасу) є Necadd-547. Дещо нижчі показники ефективності присадки FLO XL. Слід зауважити, що ефективність присадок зі зростанням числа Рейнольдса збільшується, що характерне для всіх без винятку ПТП.

Ефективність присадок ПАА і «Віол» знаходиться приблизно однакова; дещо нижча ефективність присадки КМЦ, особливо для розчину в гасі.

При виборі типу ПТП у кожному конкретному випадку варто враховувати вартість полімеру, яка за даними [5] для імпортованих продуктів складає від \$12000 за тонну, для присадки «Віол» – \$5585 за тонну, а для вітчизняних ПАА і КМЦ – \$2090 і \$1800 за тонну відповідно (в доларовому еквіваленті). Тому раціональне рішення про вибір ПТП у конкретних умовах слід приймати на основі техніко-економічного розрахунку.

Висновки по розділу 2.

1. З метою зниження гідравлічного опору трубопроводів при транспортуванні нафтопродуктів (дизельного пального та гасу) запропоновано в якості протитурбулентних присадок використовувати високомолекулярні полімери поліакриламід (ПАА) і карбоксиметилцелюлозу (КМЦ).

2. Проведені серії лабораторних досліджень сумішей зазначених компонентів при різних режимах перекачування і різних концентраціях дозволили розробити рекомендації щодо вибору типу та концентрації присадок залежно від режиму руху .

3. При виборі типу ПТП у кожному конкретному випадку варто враховувати вартість полімеру, тому раціональне рішення про вибір ПТП в конкретних умовах слід проводити на основі техніко-економічного розрахунку.

РОЗДІЛ 3

**ДОСЛІДЖЕННЯ НЕСТАЦІОНАРНИХ ПРОЦЕСІВ В
НАФТОПРОДУКТОПРОВОДІ ПРИ ВИКОРИСТАННІ
ПРОТИТУРБУЛЕНТНИХ ПРИСАДОК**

Для практичного застосування ефекту Томса було зроблено багато спроб пошуку полімерів, здатних знижувати гідравлічний опір рідин, а також дослідження взаємодії макромолекул полімерів із турбулентним потоком. Зокрема показано, що ефект зниження гідравлічного опору починає проявлятися, коли дотичні напруження на стінці досягають певного порогового значення. Тому при ламінарному потоці та в початковому діапазоні турбулентного руху він не спостерігається.

В спокійному розчині молекули полімеру являють собою згорнуті клубки. В пристінній області турбулентного потоку на полімерні молекули впливають випадкові комбінації завихреності та швидкість деформацій.

Спокійний перебіг переривається інтенсивними викидами загальмованою біля стінки рідини в зовнішню область приграничного шару. Турбулентні викиди являють собою затоплені струмені, вздовж осей яких реалізується протягування з розтягуванням. При досягненні певних швидкостей розтягування в струменевих викидах молекулярні клубки розгортаються. При цьому молекули присадки поглинають частину енергії викидів, перешкоджають подальшому розвитку струменевих збурень, зменшують їхню довжину і знижують імовірність виникнення нових збурень.

Таким чином, розробка зручної для практичних розрахунків моделі визначення коефіцієнта гідравлічного опору при використанні ПТП, придатної для будь-яких магістральних трубопроводів, є актуальною.

Отже, застосування протитурбулентних присадок при транспортуванні малов'язких нафтопродуктів магістральними нафтопродуктопроводами дозволяє знизити величину гідравлічних втрат енергії на транспортування продукту, тобто дозволить зекономити енерговитрати на транспортування. Однак, введення ПТП у потік призведе до розділу лінійної ділянки

трубопроводу на дві частини: одна характеризуватиметься рухом чистого нафтопродукту, інша – нафтопродукту з ПТП. Гідравлічні втрати в кожній із частин будуть різними. Внаслідок постійної зміни довжини кожної з частин характер процесу транспортування системи буде нестационарним доти, поки суміш нафтопродукту з ПТП не заповнить весь трубопровід. При цьому з технологічної точки зору важливо прогнозувати час переміщення рухомої границі та характер режиму роботи перекачувальної станції.

3.1 Побудова математичної моделі нестационарного процесу заміщення нафтопродукту в трубопроводі його сумішшю з ПТП

При реалізації задачі про характер нестационарного процесу, викликаного подачею ПТП у нафтопродуктопровід, вважалось, що зона перемішування продукту з домішкою значно менша від довжини трубопроводу, внаслідок чого її розміром можна знехтувати, вважаючи зону контакту одним перерізом, який рухається трубопроводом.

Слід зазначити, що нестационарний характер руху газу в нафтопродуктопроводі зумовлює складність математичних моделей, які його описують. Тому для їх спрощення прийнято рішення розглядати гідродинамічні процеси в рівнинному трубопроводі, оскільки вплив профілю траси на динаміку руху системи не оцінюється. Ізотермічний характер руху чистого нафтопродукту та його суміші з ПТП описується математичною моделлю, що містить рівняння руху та рівняння нерозривності

$$-\frac{\partial P_j}{\partial x} = \frac{\lambda_j \rho W^2}{2d} \quad (3.1)$$

$$-\frac{\partial P_j}{\partial t} = c^2 \frac{\partial(\rho W)}{\partial x}$$

де $P_j(x,t)$ – тиск як функція лінійної координати x і часу t ;

λ_j – коефіцієнт гідравлічного опору нафтопродуктопроводу;

ρ – густина газу; W – усереднена по перерізу швидкість нафти;

c – швидкість звуку в потоці;

j – індекс, що характеризує положення рухомої границі (значення $j = 1$ стосується простору, що рухається перед рухомою границею, $j = 2$ – за рухомою границею).

Виключаючи з системи (3.1) швидкість середовища як функцію лінійної координати та часу, приведемо її до рівняння

$$-\frac{\partial P_j}{\partial t} = \aleph \frac{\partial^2 P_j}{\partial x^2} \quad (3.2)$$

де $\aleph = c^2 / 2a$

$2a = \lambda W / 2d$ - коефіцієнт лінеаризації системи.

Поставлена задача реалізується за наступних умов

1. До введення ПТП у потік нафтопродукту рух середовища нафтопродуктопроводом носив стаціонарний характер із початковим тиском P_n і кінцевим P_k .

2. Після введення ПТП у потік нафтопродукту та до завершення процесу заміщення тиск на початку нафтопродуктопроводу підтримується сталим і рівним P_1 , а наприкінці підтримувалася стала в часі витрата Q .

3. На рухомій границі досягається рівність лінійних швидкостей до та після контакту.

4. Необхідно визначити характер руху контакту $l(t)$ у часі, а також встановити характер руху нафтопродукту до та після введеної ПТП.

Для реалізації поставленої задачі початкові умови для рівнянь (3.2) запишуться у вигляді

$$\begin{aligned} P_1(x, 0) &= P_n - (P_n - P_k) \frac{x}{L}; \\ P_2(x, 0) &= P_n. \end{aligned} \quad (3.3)$$

Граничні умови визначаються сталою тиску на початку та витрати в кінці нафтопродуктопроводу

$$P_2(0,t) = P_1 ; \quad -\frac{\partial P_1(L,t)}{\partial x} = \frac{\lambda_1 \rho_1 Q^2}{\pi^2 d^5},$$

де L - загальна довжина нафтопродуктопроводу.

В зоні контакту вважаємо, що лінійні швидкості по обидві сторони рухомої границі рівні і дорівнюють

$$W_1(l,t) = W_2(l,t) = \frac{dl}{dt}. \quad (3.4)$$

Використовуючи перше рівняння системи (3.1), запишемо умови в кінці ділянки та на рухомій границі у вигляді

$$-\frac{1}{\rho_1} \frac{\partial P_1}{\partial x} = \frac{8\lambda_1 Q^2}{\pi^2 d^5}$$

$$\frac{1}{\rho_1} \frac{\partial P_1}{\partial x} = \frac{1}{\rho_2} \frac{\partial P_2}{\partial x}. \quad (3.5)$$

Для досягнення однорідності граничних умов введемо нову функцію $w_j(x,t)$, яка задовольняє рівнянню (3.2) і пов'язана з шуканою функцією $P_j(x,t)$ співвідношенням

$$P_j(x,t) = w(x,t) + \gamma_j + \gamma_{1j} x^2. \quad (3.6)$$

Сталі γ_j і γ_{1j} визначимо таким чином, щоб для $P_j(x,t)$ граничні умови були однорідними. Тобто

$$P_2 = w_2(0,t) + \gamma_1$$

$$\frac{\partial P_1}{\partial x} = \frac{\partial}{\partial x} w_1(L,t) + \gamma_1 + 2\gamma_{11}L$$

Тоді

$$\gamma_1 = P_1 \quad \gamma_{11} = \left(P_1 + \frac{8\lambda_1 \rho_1 Q^2 x}{\pi^2 d^5} \right) \frac{1}{2L}.$$

Початкові умови для функцій $w_j(x, t)$ матимуть вигляд

$$\begin{aligned} w_1(x, 0) &= P_H - (P_H - P_K) \frac{x}{L} - \left(P_1 + \frac{8\lambda_1 \rho_1 Q^2 x}{\pi^2 d^5} \right) \frac{x^2}{2L}; \\ w_2(x, 0) &= P_H - P_1. \end{aligned} \quad (3.7)$$

На рухомій границі згідно з співвідношенням (3.4) і (3.6) досягається рівність

$$\frac{\partial w_1}{\partial x} = \frac{\partial w_2}{\partial x} \quad (3.8)$$

Розв'язок рівняння (3.2) згідно з методом Фур'є шукаємо у вигляді

$$w_j(x, t) = X_j(x) \cdot T_j(t)$$

Для похідних маємо

$$\frac{\partial^2 w_j}{\partial x^2} = X_j'' T_j; \quad \frac{\partial w_j}{\partial t} = X_j T_j'$$

Одержимо рівняння

$$\frac{X_j''}{X_j} = \frac{T_j'}{T_j} = -\omega^2 \quad (3.9)$$

де ω - стале число, що підлягає визначенню.

Розв'язки (3.9) одержуємо у вигляді

$$\begin{aligned} X_j &= A_j \cos \omega x + B_j \sin \omega x \\ T_j &= C \exp(-\omega^2 \tau t) \end{aligned} \quad (3.10)$$

де A_j, B_j, C - сталі інтегрування.

З умови однорідності функції $w_J(x, t)$ на границях ділянки маємо $A_2 = 0$, $B_1 = 0$. Тоді умова рівності лінійних швидкостей на рухомій границі дає

$$\sin \omega l = \cos \omega (L - l(t)) \quad (3.11)$$

Із (3.11) шляхом нескладних перетворень одержуємо рівняння для визначення ω у вигляді

$$\sin \left(\frac{\pi}{4} + \omega \left(\frac{L}{2} - l(t) \right) \right) = 0$$

Звідки

$$\omega_n = \frac{(4n-1)\pi}{2(L-2l(t))} \quad (3.12)$$

Очевидно, що величина ω залежить від положення рухомої границі в нафтопродуктопроводі і з часом змінюватиметься. Тому її необхідно уточнювати на кожному часовому кроці.

Тепер розв'язки для $w_J(x, t)$ набудуть вигляду

$$\begin{aligned} w_2(x, t) &= a_n \exp \left(-\frac{(4n-1)^2 \pi^2 \mathfrak{L} t}{4(L-2l(t))^2} \right) \cos \frac{(4n-1)\pi}{2(L-2l(t))} x \\ w_1(x, t) &= b_n \exp \left(-\frac{(4n-1)^2 \pi^2 \mathfrak{L} t}{4(L-2l(t))^2} \right) \sin \frac{(4n-1)\pi}{2(L-2l(t))} (L-x) \end{aligned} \quad (3.13)$$

Сталі інтегрування a_n і b_n знайдемо як коефіцієнти розкладу в ряд Фур'є функцій $w_J(x, t)$

$$\begin{aligned} b_n &= \frac{2}{L-l} \int_0^{L-l} ((P_n - P_1) - ((P_n - P_1) - \\ &\quad - (P_\kappa - P_2)) \frac{x}{L}) \sin \frac{(4n-1)\pi}{2(L-2l)} (L-x) dx \\ a_n &= \frac{2}{l} \int_0^l (P_n - P_1) \cos \frac{(4n-1)\pi}{2(L-2l)} x dx \end{aligned} \quad (3.14)$$

$$\text{де } l = l(t); P_2 = \frac{8\lambda_1\rho_1 Q^2 L}{\pi^2 d^5}$$

Тепер для невідомих функцій розподілу тисків по довжині нафтопродуктопроводу і в часі руху контакту отримаємо залежності

$$P_1(x, t) = P_1 - \frac{P_1 - P_2}{L} x + \frac{2}{L-l} \sum_{n=1}^{\infty} \int_0^{L-l} ((P_n - P_1) - ((P_n - P_1) - (P_n - P_2)) \frac{x}{L}) \sin \frac{(4n-1)\pi}{2(L-2l)} (L-x) dx \} \sin \frac{(4n-1)\pi}{2(L-2l)} (L-x) \exp\left(-\frac{(4n-1)\pi^2 \aleph t}{4(L-2l)^2}\right) \quad (3.15)$$

$$P_2(x, t) = P_1 + \frac{2}{l} \sum_{n=1}^{\infty} \int_0^l (P_n - P_1) \cos \frac{(4n-1)\pi}{2(L-2l)} x dx \}^*$$

$$* \cos \frac{(4n-1)\pi}{2(L-2l)} (L-x) \exp\left(-\frac{(4n-1)\pi^2 \aleph t}{4(L-2l)^2}\right)$$

Таким чином, одержано систему рівнянь, яка визначає характер зміни тиску в нафтопродуктопроводі в нестационарному процесі заміщення нафтопродукту його сумішшю з протитурбулентною присадкою.

3.2 Принцип реалізації математичної моделі

Реалізація (3.15) для визначення характеристик гідродинамічного процесу вимагає представлення закону руху контакту $l(t)$ в аналітичному або числовому вигляді. Однак, цей закон невідомий і підлягає визначенню. Тому задля реалізації поставленої задачі запропоновано застосувати ітераційний метод. Для цього період руху контакту трубопроводом розбивається на часові відрізки Δt , протягом кожного з яких швидкість руху контакту вважається сталою. Для забезпечення цієї умови проміжки часу Δt можна вибрати достатньо малими.

В початковий момент часу при роботі нафтопродуктопроводу в стаціонарному режимі з продуктивністю Q_m лінійна швидкість на початку нафтопродуктопроводу

$$W_0 = \frac{Q_m}{F_n} \quad (3.16)$$

де F - площа поперечного перерізу трубопроводу.

Вважаємо, що швидкість руху контакту в початковий момент руху рівна лінійній швидкості нафтопродукту W_0 . Тоді шлях, пройдений рухомою границею за проміжок часу Δt , становитиме

$$l_0 = W_0 \cdot \Delta t \quad (3.17)$$

Як видно з першого рівняння системи (3.2), лінійна швидкість нафтопродукту

$$W = \left[-\frac{2d}{\lambda\rho} \frac{\partial P_j}{\partial x} \right]^{1/2}. \quad (3.18)$$

Використавши друге рівняння системи (3.15), знайдемо похідну $\frac{\partial P_2}{\partial x}$ і з (3.18) уточнимо лінійну швидкість нафтопродукту, а з (3.18) – пройдений поршнем шлях за проміжок часу Δt . Уточнення проводимо до співпадіння з заданою точністю пройденого шляху l . Після цього за (3.15) визначаємо тиски в кожній точці нафтопродуктопроводу для моменту часу Δt . Для наступного проміжку часу початкове наближення лінійної швидкості газу беремо за уточнене її значення з попереднього проміжку часу.

Таким чином, визначаючи послідовно віддалі, які проходить контакт за рівні проміжки часу Δt , побудуємо його характер руху по нафтопродуктопроводу. Алгоритм закінчує роботу після досягнення умови $l=L$, тобто до моменту часу, коли контакт пройшов всю лінійну ділянку.

Для реалізації вказаного алгоритму складено програму, за якою проведено розрахунки для умов рівнинного нафтопродуктопроводу.

3.3 Результати математичного моделювання та їх аналіз

Результати розрахунків у вигляді графіків подано на рисунках 3.1 і 3.2.

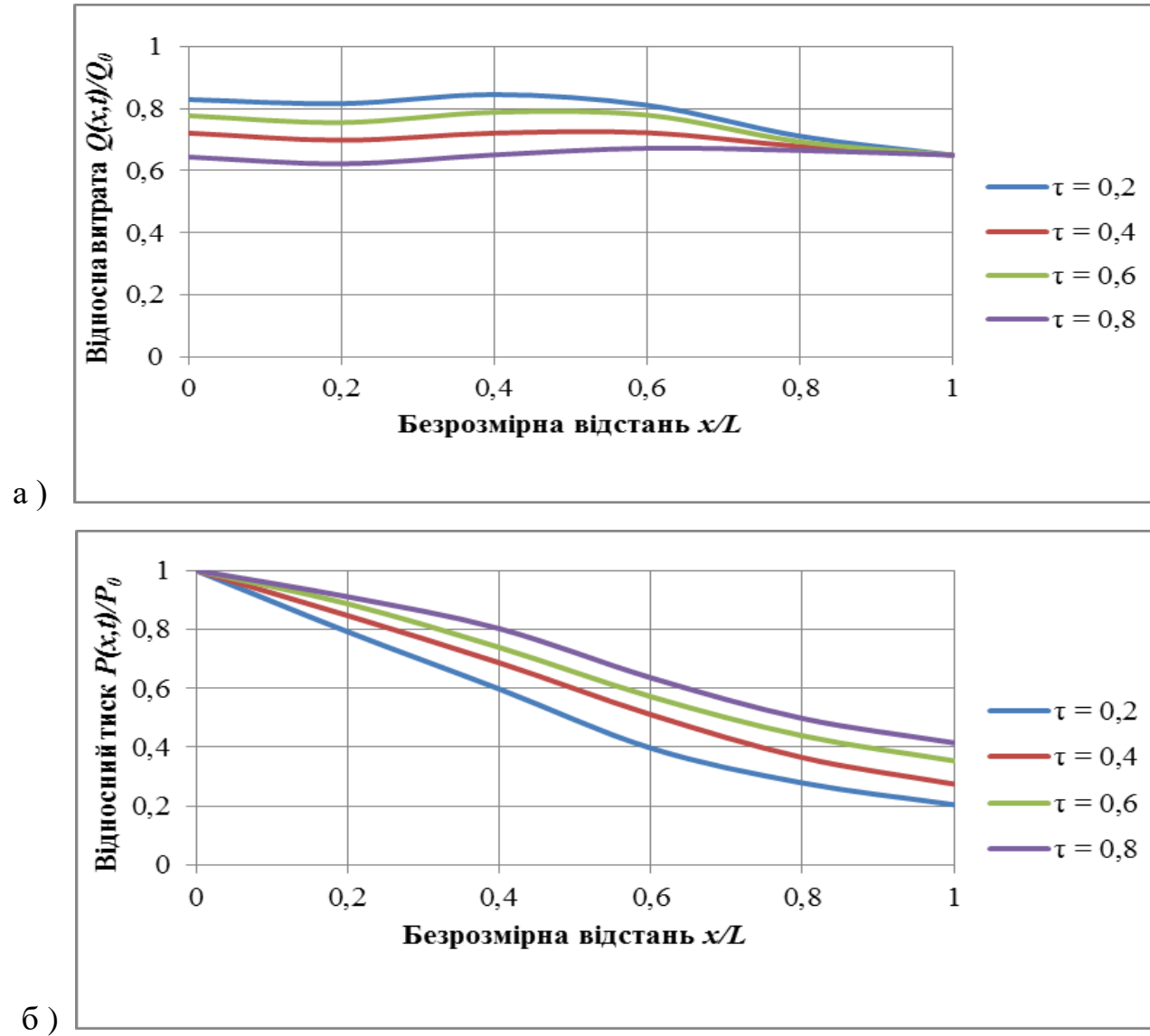


Рисунок 3.1 - Характер зміни витрати нафтопродукту (а) і тиску в трубопроводі (б) по довжині і в часі

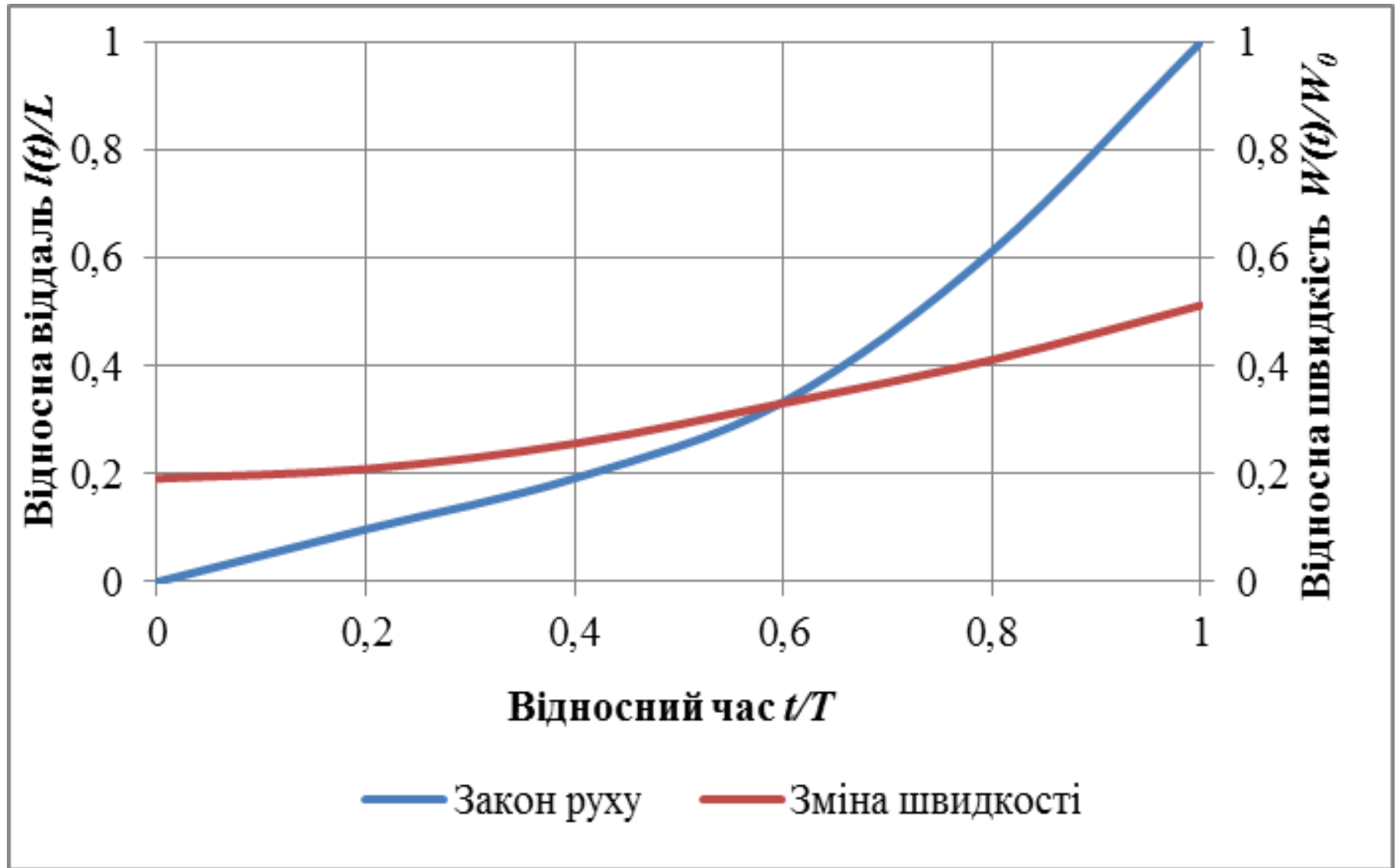


Рисунок 3.2 – Характер руху контакту чистого нафтопродукту і його суміші з ПТП

Аналіз графіків показує, що при сталому тиску на початку нафтопродуктопроводу протягом усього періоду руху контакту його швидкість постійно зростає.

Це пояснюється зменшенням гідравлічного опору нафтопродуктопроводу в часі при зростанні довжини ділянки, зайнятою сумішшю нафтопродукту з протитурбулентною присадкою. Співвідношення кінцевої і початкової (за довжиною та в часі) швидкостей контакту становить 2.61, що зумовлює відповідне зростання витрати нафтопродукту. Однак, при сталому відборі в кінці нафтопродуктопроводу нестационарний процес характеризується підвищенням кінцевого тиску за рахунок зменшення гідравлічних втрат. Розрахунки показують, що зростання витрати нафтопродукту на початку трубопроводу складає 1,3 – 1,4 рази по відношенню до початкової, а зростання тиску в кінці ділянки становить 2,0 – 2,1 рази. Це свідчить про високу ефективність використання протитурбулентних присадок при трубопровідному транспортуванні нафтопродуктів.

3.4 Вплив граничних умов на результати моделювання

Під час реалізації задачі моделювання нестационарного процесу в нафтопродуктопроводі передбачалося, що тиск на початку ділянки сталий протягом усього процесу заміщення нафтопродукту його сумішшю з ПТП. У реальних випадках на початку лінійної ділянки встановлено перекачувальну станцію, характеристики якої пов'язують тиск з продуктивністю в початковій точці.

$$H = a - bQ^2 \quad , \quad (3.19)$$

де H - напір перекачувальної станції при продуктивності Q ;

a, b - апроксимаційні коефіцієнти.

Використовуючи перше рівняння системи (3.1), можна записати

$$-\frac{\partial P_2}{\partial x} = \frac{\lambda_2 \rho W^2}{2d} = \frac{\lambda_2 \rho Q^2}{2\pi^2 d^5 / 16}.$$

Звідки

$$Q^2 = -\frac{\pi^2 g d^5}{8\lambda} \frac{\partial P_2(0,t)}{\partial x}.$$

Тоді на основі (3.19) отримаємо

$$P_2(0,t) = \left(a + b \frac{\pi^2 g d^5}{8\lambda} \frac{\partial P_2(0,t)}{\partial x} \right) \rho g. \quad (3.20)$$

У розглянутому випадку на початку нафтопродуктопроводу працює перекачувальна станція, характеристика якої пов'язує початковий тиск з витратою нафтопродукту. Наприкінці підтримується стала витрата нафтопродукту, тобто розглядається задача з граничними умовами третього роду на початку нафтопродуктопроводу та граничними умовами другого роду в кінці. На рухомій границі, як і в попередньому випадку, задається рівність швидкостей нафтопродукту по обидві сторони рухомої границі та рівність тисків на рухомій границі, тобто

$$P_2(l,t) = P_1(l,t);$$

$$W_1(l,t) = W_2(l,t) = \frac{dl}{dt},$$

де $l(t)$ – характер руху границі між зонами чистого нафтопродукту та його суміші з ПТП.

Розв'язок поставленої задачі шукається методом розділення змінних (метод Фур'є). Для цього вводяться нові функції, які задовольняють системі рівнянь (3.2) і пов'язані з шуканими функціями $P_j(x,t)$ співвідношенням

$$P_j(x,t) = w_j(x,t) + \gamma_j + \gamma_{1j} x^2. \quad (3.21)$$

Сталі γ_j і γ_{1j} визначимо таким чином, щоб для $P_j(x,t)$ граничні умови були однорідними. Тобто

$$P_2(0,t)/\rho g - b \frac{\pi^2 g d^5}{8\lambda} \frac{\partial P_2(0,t)}{\partial x} - a = w_2(0,t) + \gamma_j + \gamma_{1j} x^2 - b \frac{\pi^2 g d^5}{8\lambda} \left(\frac{\partial w_2(0,t)}{\partial x} + \gamma_j \right)$$

$$\frac{\partial P_1(L,t)}{\partial x} = \frac{\partial}{\partial x} w_1(L,t) + \gamma_1 + 2\gamma_{11}L.$$

Тоді для виконання умов однорідності для функцій $w_j(x,t)$ отримаємо рівняння

$$w_2(0,t) + \gamma_j + \gamma_{1j} x^2 - b \frac{\pi^2 g d^5}{8\lambda} \left(\frac{\partial w_2(0,t)}{\partial x} + \gamma_j \right) = 0;$$

$$w_1(L,t) + \gamma_1 + 2\gamma_{11}L = 0.$$

Або

$$\gamma_j + \gamma_{1j} x^2 - b \frac{\pi^2 g d^5}{8\lambda} \gamma_j = 0;$$

$$\gamma_1 + 2\gamma_{11}L = 0.$$

На рухомій границі згідно з співвідношенням (3.4) і (3.6) досягається рівність

$$\frac{\partial w_1}{\partial x} = \frac{\partial w_2}{\partial x}. \quad (3.22)$$

Розв'язок рівняння (3.2) згідно з методом Фур'є шукаємо у вигляді

$$w_j(x,t) = X_j(x) \cdot T_j(t).$$

Для похідних маємо

$$\frac{\partial^2 w_j}{\partial x^2} = X_j'' T_j; \quad \frac{\partial w_j}{\partial t} = X_j T_j'$$

Одержимо рівняння

$$\frac{X_j''}{X_j} = \frac{T_j'}{T_j} = -\varphi^2, \quad (3.23)$$

де φ - сталє число, що підлягає визначенню.

Розв'язки (3.10) одержуємо у вигляді

$$\begin{aligned} X_j &= A_j \cos \varphi x + B_j \sin \varphi x \\ T_j &= C \exp(-j^2 \varphi t) \end{aligned}, \quad (3.24)$$

де A_j, B_j, C - сталі інтегрування.

Тоді умова рівності лінійних швидкостей на рухомій границі дає

$$\varphi_n = \frac{1}{2l-L} \left(\operatorname{arctg} \frac{8\lambda}{\pi^2 g d^5} \frac{a}{b} \varphi_n + \pi n \right). \quad (3.25)$$

Очевидно, що величина φ_n залежить від положення рухомої границі в нафтопродуктопроводі і з часом змінюватиметься. Тому її необхідно уточнювати на кожному часовому кроці.

Для таких умов розв'язки рівняння (3.2) у зоні чистого нафтопродукту та в зоні його суміші з ПТП мають вигляд

$$\begin{aligned} P_1(x, t / \rho g) &= \frac{8\lambda(L-l)a}{\pi^2 g d^5} \frac{a}{b} \left(1 - \frac{x}{L-l}\right) + \sum_{n=1}^{\infty} \left\{ \frac{2(h_0 + \frac{8\lambda(L-l)a}{\pi^2 g d^5} \frac{a}{b})}{\varpi_n(L-l)} \sin \varpi_n(L-l) + \right. \\ &+ \frac{i + \frac{8\lambda}{\pi^2 g d^5}}{\varpi_n} \left[(L-l) \sin \varpi_n(L-l) - \frac{1}{\varpi_n} (\cos \varpi_n(L-l) - 1) \right] \cos \varpi_n x + \\ &\left. + \frac{2(h_0 + \frac{8\lambda(L-l)a}{\pi^2 g d^5} \frac{a}{b})}{\varpi_n(L-l)} (\cos \varpi_n(L-l) - 1) + \right\} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& + \frac{i + \frac{8\lambda}{\pi^2 g d^5}}{\varpi_n} \left[(L-l) \cos \varpi_n (L-l) - 1 - \frac{1}{\varpi_n} \sin \varpi_n (L-l) \right] \sin \varpi_n x \} \exp(-\varpi_n^2 \aleph t); \\
P_2(x, t) / \rho g & = \frac{8\lambda l}{\pi^2 g d^5} \frac{a}{b} \left(1 - \frac{x}{l}\right) + \sum_{n=1}^{\infty} \left\{ \frac{2(h_0 + \frac{8\lambda L}{\pi^2 g d^5} \frac{a}{b})}{\varpi_n l} \sin \varpi_n l + \right. \\
& + \frac{i + \frac{8\lambda}{\pi^2 g d^5}}{\varpi_n} \left[l \sin \varpi_n l - \frac{1}{\varpi_n} (\cos \varpi_n l - 1) \right] \cos \varpi_n x + \\
& + \frac{2(h_0 + \frac{8\lambda L}{\pi^2 g d^5} \frac{a}{b})}{\varpi_n L} (\cos \varpi_n l - 1) + \\
& \left. + \frac{i + \frac{8\lambda}{\pi^2 g d^5}}{\varpi_n} \left[l \cos \varpi_n l - \frac{1}{\varpi_n} \sin \varpi_n \right] \sin \varpi_n x \right\} \exp(-\varpi_n^2 \aleph t).
\end{aligned}$$

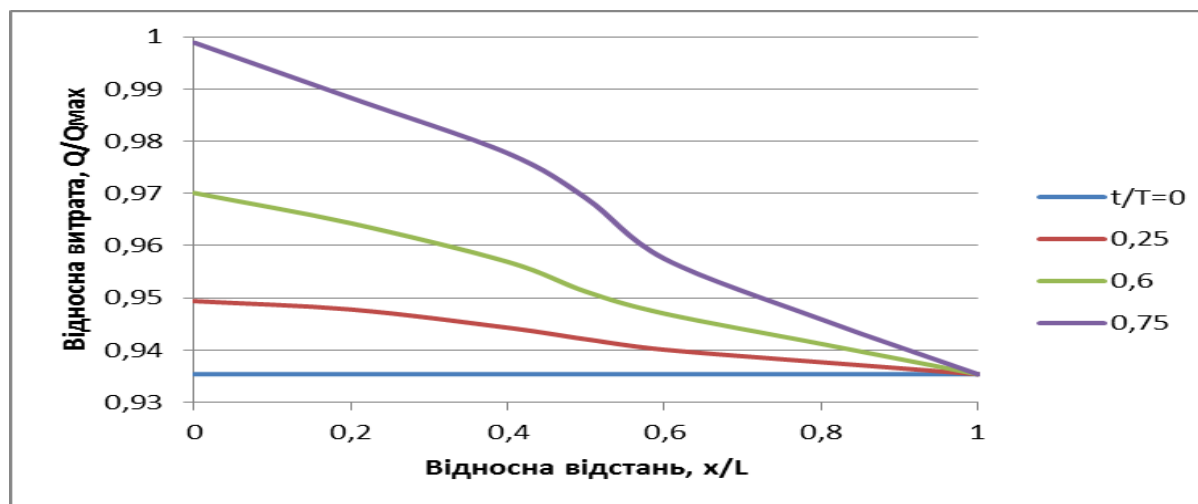
В одержаних аналітичних виразах величина ϖ_n є розв'язками транцендентного рівняння

$$\varphi_n = \frac{1}{2l - L} \left(\operatorname{arctg} \frac{8\lambda}{\pi^2 g d^5} \frac{a}{b} \varphi_n + \pi n \right). \quad (3.26)$$

Числовий аналіз залежностей (3.26) свідчить, що, відкинувши усі члени ряду вище четвертого, отримаємо похибку обчислень, що не перевищить 1%. Тому ітераційний процес знаходження коренів рівняння (3.23) слід завершувати після числового значення $n=4$.

Як і в першому випадку, за (3.22) проведено розрахунки та побудовано графічні залежності зміни тисків і витрати нафтопродукту по довжині нафтопродуктопроводу та в часі заміщення рідин, які наведено на рисунку 3.3

а)



б)

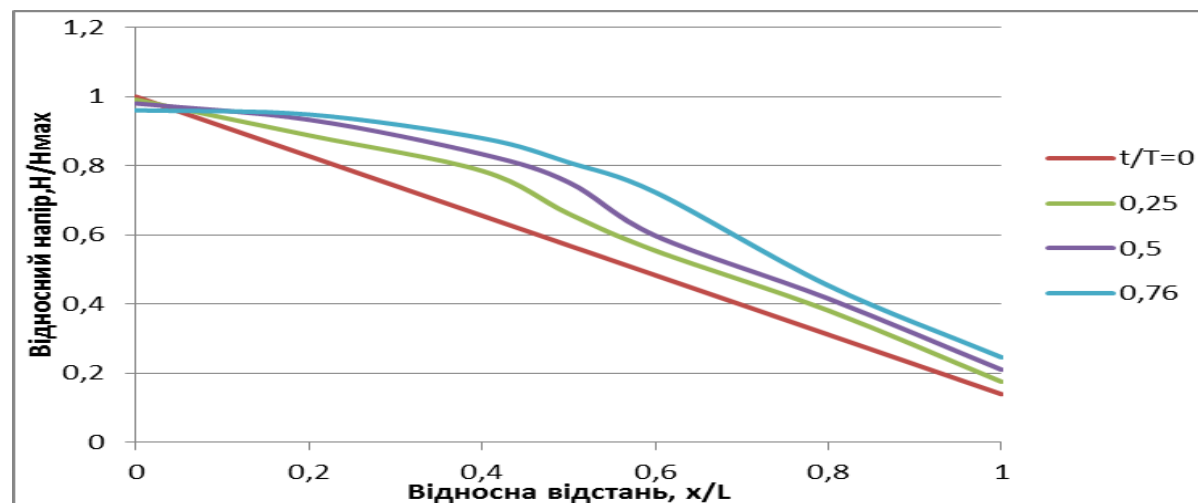


Рисунок 3.3 - Характер зміни витрати нафтопродукту (а) і тиску в трубопроводі (б) по довжині і в часі при роботі перекачувальної станції на початку трубопроводу

Аналіз результатів розрахунку свідчить, що за рахунок зниження гідравлічного опору нафтопродуктопроводу при використанні протитурбулентних присадок зростає продуктивність нафтопродуктопроводу, що скорочуються затрати часу на заміщення чистого нафтопродукту його сумішшю з ПТП залежно від концентрації. Різні концентрації ПТП зумовлюють різну ефективність, яка оцінюється співвідношенням (3.22). Так, при ефективності ПТП 15% час заміщення чистого нафтопродукту його сумішшю з ПТП (у порівнянні з ефективністю 5%) скорочується на 4,6%, а при досягненні ефективності 25% – на 8,7%.

Більш суттєво на час заміщення чистого нафтопродукту його сумішшю з ПТП впливає зміна технологічної схеми роботи насосів. При ефективності використання ПТП 15% послідовне підключення в роботу двох насосів скорочує час заміщення чистого нафтопродукту його сумішшю з ПТП на 22,3%, а послідовне підключення трьох насосів – на 41,4%.

Висновки по розділу 3

1. Створено математичну модель нестационарного процесу в нафтопродуктопроводі, викликаного витисненням чистого нафтопродукту його сумішшю з ПТП.

2. Реалізація математичної моделі дозволила встановити діапазон коливання параметрів перекачування нафтопродукту в суміші з ПТП у рамках нестационарного процесу витиснення.

3. Побудовано та реалізовано математичну модель процесу витиснення чистого нафтопродукту його сумішшю з ПТП за умови роботи перекачувальної станції на початку нафтопродуктопроводу, при заданій її характеристиці.

РОЗДІЛ 4

**ВИКОРИСТАННЯ ПРОТИТУРБУЛЕНТНИХ ПРИСАДОК З МЕТОЮ
ЗМЕНШЕННЯ ЕНЕРГОВИТРАТ НА ПЕРЕКАЧУВАННЯ
НАФТОПРОДУКТІВ**

Експлуатація магістральних нафтопродуктопроводів вимагає раціонального використання електроенергії, вартість якої складає основну статтю витрат на трубопровідне транспортування нафти. На практиці вирішення цього питання пов'язано з розробленням науково обґрунтованих норм витрат електроенергії на перекачування нафти для кожного нафтопродуктопроводу чи окремої експлуатаційної ділянки. Однак, при цьому важливе значення має впровадження спеціальних методи перекачування нафти і нафтопродуктів, спрямовані на зменшення енерговитрат на транспортування, до яких слід віднести використання протитурбулентних присадок.

Використання протитурбулентних присадок викликає зниження гідравлічного опору нафтопродуктопроводу при перекачуванні світлих нафтопродуктів, за рахунок чого зменшуються втрати напору і відповідно до характеристики НПС зростає продуктивність, що при заданому обсязі перекачування призводить до зменшення часу перекачування і веде, відповідно, до економії енерговитрат на транспортування нафтопродукту. Запропонована методика дозволяє прогнозувати режим роботи нафтопродуктопроводу і оцінити економічний ефект від використання ПТП в трубопровідному транспорті нафтопродуктів.

В умовах ринкових відносин єдиним критерієм ефективності застосування ПТП з метою економії енерговитрат на транспортування нафтопродукту слід вважати чистий прибуток нафтотранспортного підприємства, який визначається як різниця надходжень від реалізації нафтопродукту в кінцевій точці трубопроводу і сумарних витрат на транспортування.

4.1 Режим роботи перекачувальної станції нафтопродуктопроводу при використанні протитурбулентних присадок

Для магістрального нафтопродуктопроводу тиск на початку лінійної ділянки пов'язаний із продуктивністю рівнянням характеристики перекачувальної станції, яке в загальному вигляді записується двочленною моделлю

$$H = a - bQ^2, \quad (4.1)$$

де H - напір перекачувальної станції при продуктивності Q ; a, b - апроксимаційні коефіцієнти.

Як і в попередньому випадку при реалізації задачі про характер нестационарного процесу, викликаного додаванням в продукт ПТП, вважаємо, що зона перемішування продукту з домішкою значно менша від довжини трубопроводу, внаслідок чого її розміром можна знехтувати, вважаючи зону контакту одним перетином, що рухається трубопроводом.

Як зазначалось, опис нестационарного характеру руху рідини в нафтопродуктопроводі вимагає складних математичних моделей. Тому для їх спрощення вирішено розглядати гідродинамічні процеси в рівнинному трубопроводі без урахування інерційних втрат енергії. Ізотермічний характер руху чистого нафтопродукту та його суміші з ПТП описується математичною моделлю, що містить рівняння руху і рівняння нерозривності

$$-\frac{\partial P_j}{\partial x} = \frac{\lambda_j \rho W^2}{2d}; \quad (4.2)$$

$$-\frac{\partial P_j}{\partial t} = c^2 \frac{\partial(\rho W)}{\partial x},$$

де $P_j(x, t)$ – тиск як функція лінійної координати x і часу t ;

λ_j – коефіцієнт гідравлічного опору нафтопродуктопроводу;

ρ – густина газу;

W – середня по перерізу швидкість нафти;

c – швидкість звуку в потоці;

j – індекс, що характеризує положення рухомої границі (значення $j = 1$ стосується простору за рухомою границею, $j = 2$ – перед рухомою границею).

Вважаючи густину рідини сталою, тобто незалежною від мізерної кількості домішки ПТП і тиску та температури перекачуваного продукту, систему (4.2) можна подати у вигляді

$$-\frac{\partial H_j}{\partial x} = \frac{\lambda_j W^2}{2d}; \quad (4.3)$$

$$-\frac{\partial H_j}{\partial t} = c^2 \frac{\partial W}{\partial x}.$$

де $H_j(x,t)$ – напір як функція лінійної координати x і часу t .

Виключаючи з системи (4.3) швидкість середовища як функцію лінійної координати та часу, приведемо її до рівняння

$$-\frac{\partial H_j}{\partial t} = \aleph \frac{\partial^2 H_j}{\partial x^2}, \quad (4.4)$$

де $\aleph = c^2 / 2a$, $2a = \lambda W / 2d$ – коефіцієнт лінеаризації системи.

Сформульована задача реалізується за таких умов

1. До введення ПТП у потік нафтопродукту рух середовища трубопроводом мав стаціонарний характер із початковим напором h_0 і гідравлічним нахилом i .

2. Після введення ПТП у потік нафтопродукту і до завершення процесу заміщення напір на початку нафтопродуктопроводу $H(0,t)$ пов'язаний із витратою Q рівнянням характеристики перекачувальної станції.

3. На рухомій границі досягається рівність лінійних швидкостей і напорів до та після контакту.

4. Необхідно визначити характер руху контакту $l(t)$ у часі, а також режим роботи перекачувальної станції.

Для реалізації сформульованої задачі початкові умови для рівнянь (4.4) запишуться у вигляді

$$H_1(x, 0) = h_0 - ix; H_2(x, 0) = h_0. \quad (4.5)$$

У зоні контакту вважатимемо, що напори та лінійні швидкості по обидві сторони рухомої границі рівні

$$H_1(l, t) = H_2(l, t) \quad W_1(l, t) = W_2(l, t) = \frac{dl}{dt}. \quad (4.6)$$

Використовуючи перше рівняння системи (4.3), запишемо умови і на рухомій границі у вигляді

$$\frac{\partial H_1(l, t)}{\partial x} = \frac{\partial H_2(l, t)}{\partial x}. \quad (4.7)$$

Гранична умова на початку лінійної ділянки нафтопродуктопроводу, побудована на основі рівняння характеристики перекачувальної станції в формі (4.1) із використанням першого рівняння системи (4.3), має вигляд

$$H_2(0, t) = a + b \frac{\pi^2 g d^5}{8\lambda} \frac{\partial H_2(0, t)}{\partial x}. \quad (4.8)$$

Розв'язком математичної моделі (4.4) методом Фур'є за початкових (4.5) і граничних умов (4.6)-(4.8) є вирази

$$H_1(x, t) = \frac{8\lambda(L-l)a}{\pi^2 g d^5 b} \left(1 - \frac{x}{L-l}\right) + \sum_{n=1}^{\infty} \left\{ \frac{2\left(h_0 + \frac{8\lambda(L-l)a}{\pi^2 g d^5 b}\right)}{\varpi_n(L-l)} \sin \varpi_n(L-l) + \right.$$

$$\begin{aligned}
& + \frac{i + \frac{8\lambda}{\pi^2 g d^5}}{\varpi_n} \left[(L-l) \sin \varpi_n (L-l) - \frac{1}{\varpi_n} (\cos \varpi_n (L-l) - 1) \right] \cos \varpi_n x + \\
& \quad + \frac{2(h_0) + \frac{8\lambda(L-l)a}{\pi^2 g d^5} \frac{a}{b}}{\varpi_n (L-l)} (\cos \varpi_n (L-l) - 1) + \\
& + \frac{i + \frac{8\lambda}{\pi^2 g d^5}}{\varpi_n} \left[(L-l) \cos \varpi_n (L-l) - 1 \right] - \frac{1}{\varpi_n} \sin \varpi_n (L-l) \left. \right] \sin \varpi_n x \} \exp(-\varpi_n^2 \aleph t); \quad (4.9)
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
H_2(x, t) = & \frac{8\lambda l}{\pi^2 g d^5} \frac{a}{b} \left(1 - \frac{x}{l}\right) + \sum_{n=1}^{\infty} \left\{ \frac{2(h_0) + \frac{8\lambda L}{\pi^2 g d^5} \frac{a}{b}}{\varpi_n l} \sin \varpi_n l + \right. \\
& + \frac{i + \frac{8\lambda}{\pi^2 g d^5}}{\varpi_n} \left[l \sin \varpi_n l - \frac{1}{\varpi_n} (\cos \varpi_n l - 1) \right] \cos \varpi_n x + \\
& \quad + \frac{2(h_0) + \frac{8\lambda L}{\pi^2 g d^5} \frac{a}{b}}{\varpi_n L} (\cos \varpi_n l - 1) + \\
& \left. + \frac{i + \frac{8\lambda}{\pi^2 g d^5}}{\varpi_n} \left[l \cos \varpi_n l - \frac{1}{\varpi_n} \sin \varpi_n \right] \sin \varpi_n x \right\} \exp(-\varpi_n^2 \aleph t).
\end{aligned}$$

В одержаних аналітичних виразах величина ϖ_n є розв'язками трансцендентного рівняння

$$\varpi_n = \frac{1}{2l-L} \left(\arctg \frac{8\lambda}{\pi^2 g d^5} \frac{a}{b} \varpi_n + \pi \right). \quad (4.10)$$

Числовий аналіз залежностей (4.9) свідчить, що, відкинувши усі члени ряду вище четвертого, отримаємо похибку обчислень, що не перевищить 1%.

Тому ітераційний процес знаходження коренів рівняння (4.10) слід завершувати після $n=4$.

Однак, отримані аналітичні розв'язки не можуть бути безпосередньо використані для проведення обчислень режиму роботи перекачувальної станції за умови додавання ПТП, а слугують лише структурною моделлю алгоритму, оскільки рівняння (4.9) і (4.10) містять невідомий закон руху контактної границі $l(t)$. Це зумовило необхідність використати ітераційну процедуру для реалізації математичної моделі.

В початковий момент часу під час роботи нафтопродуктопроводу в стаціонарному режимі з напором перекачувальної станції H_0 і продуктивністю Q_0 лінійна швидкість на початку нафтопродуктопроводу становить

$$W_0 = \frac{Q_0}{F}, \quad (4.11)$$

де F - площа поперечного перерізу трубопроводу.

Для умов $t=0$ можна розрахувати значення числа Рейнольдса та величину коефіцієнта гідравлічного опору.

Вважаємо, що швидкість руху контакту в початковий момент руху рівна лінійній швидкості нафтопродукту W_0 . Тоді шлях, пройдений рухомою границею за проміжок часу Δt , становитиме

$$l(0) = W_0 \cdot \Delta t. \quad (4.12)$$

Визначена за (4.14) відстань, на яку перемістився рухомий контакт, дозволяє реалізувати за однією зі стандартних методик рівняння (4.10), визначити коефіцієнт гідравлічного опору для ділянки $l(0)$ із залежності (4.1) і реалізувати отримані розв'язки (4.9) для проміжку часу Δt .

У подальшому для наступного часового інтервалу Δt визначається з першого рівняння системи (4.3), а лінійна швидкість нафтопродукту з

$$W = \frac{Q}{F} = \left[-\frac{2d}{\lambda \rho} \frac{\partial H_j}{\partial x} \right]^{1/2}. \quad (4.13)$$

Використавши друге рівняння системи (4.9), знайдемо похідну $\frac{\partial H_2}{\partial x}$ і за (4.13) уточнимо лінійну швидкість нафтопродукту, а за (4.12) – пройдений контактом шлях за проміжок часу Δt . Уточнення проводимо до співпадання з заданою точністю пройденого шляху $l(t)$. Після цього за (4.9) визначаємо напори в кожній точці нафтопродуктопроводу для моменту часу Δt , у тому числі на виході перекачувальної станції при $x=0$. Для наступного проміжку часу початкове наближення лінійної швидкості газу беремо за уточнене її значення з попереднього проміжку часу.

Таким чином, визначаючи послідовно віддалі, які проходить контакт за рівні проміжки часу Δt , визначимо його характер руху нафтопродуктопроводом. Алгоритм припиняє роботу після досягнення умови $l=L$, тобто до моменту часу, коли контакт пройшов усю лінійну ділянку.

Реалізація другого розв'язку з системи (4.9) за умови $x=0$, тобто отримання залежності $H_2(0,t)$, дає змогу визначити зміну напору перекачувальної станції в часі заміщення на лінійній ділянці чистого нафтопродукту його сумішшю з ПТП. Зміну продуктивності перекачувальної станції в часі можна знайти за допомогою процедури за залежністю (4.13) або з характеристики перекачувальної станції у вигляді (4.1). Визначення гідравлічної потужності насосів пропонується здійснювати за загальновідомою методикою. Таким чином, дослідження нестационарних процесів у нафтопродуктопроводі, викликаних заміщенням на лінійній ділянці чистого нафтопродукту його сумішшю з ПТП, дозволяють прогнозувати режим роботи перекачувальної станції для прийняття рішень про регулювання.

Для виконання вказаного алгоритму складено програму, за якою проведено розрахунки для умов рівнинного нафтопродуктопроводу. Результати розрахунків у вигляді графіків подано на рисунках 4.1 і 4.2.

Для реалізації поставленої задачі може бути використаний метод зміни стаціонарних станів, який заздалегідь передбачає деяку похибку в результатах, проте є суттєво простішим. Його суть полягає в тому, що (як і в попередньому випадку) весь період заміщення чистого нафтопродукту його сумішшю з ПТП

розбивається на дискретні проміжки часу Δt . Рух рідини впродовж кожного з проміжків Δt вважається стаціонарним, а наприкінці кожного відбувається стрибкоподібна зміна параметрів процесу. Якщо до початку заміщення нафтопродукту в трубопроводі його сумішню з ПТП нафтопродуктопровід працював у стаціонарному режимі з продуктивністю Q_0 і напором H_0 , то лінійна швидкість нафтопродукту на початку заміщення та пройдений границею розділу шлях за проміжок Δt можуть бути знайдені за (4.11) і (4.12). Надалі гідравлічні втрати напору в трубопроводі знаходяться з рівняння

$$H = \frac{8\lambda Q_0^2}{\pi^2 g d} [l + \varphi(L - l)]. \quad (4.14)$$

Тоді подача насоса на кінець проміжку часу Δt може бути знайдена з рівняння характеристики у формі (4.1)

$$Q = \sqrt{\frac{a - H}{b}}. \quad (4.15)$$

Потужність і ККД знаходяться з реальної характеристики насоса в аналітичній чи графічній формі.

Метод зміни стаціонарних станів дозволяє визначити характер руху границі контакту та зміну параметрів роботи ПС у часі заміщення чистого нафтопродукту в трубопроводі його сумішню з ПТП. Результати у вигляді графіків подано на рисунках 4.1 і 4.2, де вони суміщені з аналогічними результатами, отриманими за нестационарною моделлю.

Результати розрахунків показують, що за стаціонарною методикою розрахунку можливе прогнозування характеру переміщення контактної границі у вигляді, наближеному до лінійної функції, а за нестационарною моделлю закон руху – параболічний. Відхилення між відносними координатами переміщення зони контакту досягає максимуму приблизно в середині процесу заміщення і складає 5-9%, причому зі зростанням швидкості руху нафтопродукту воно зменшується.

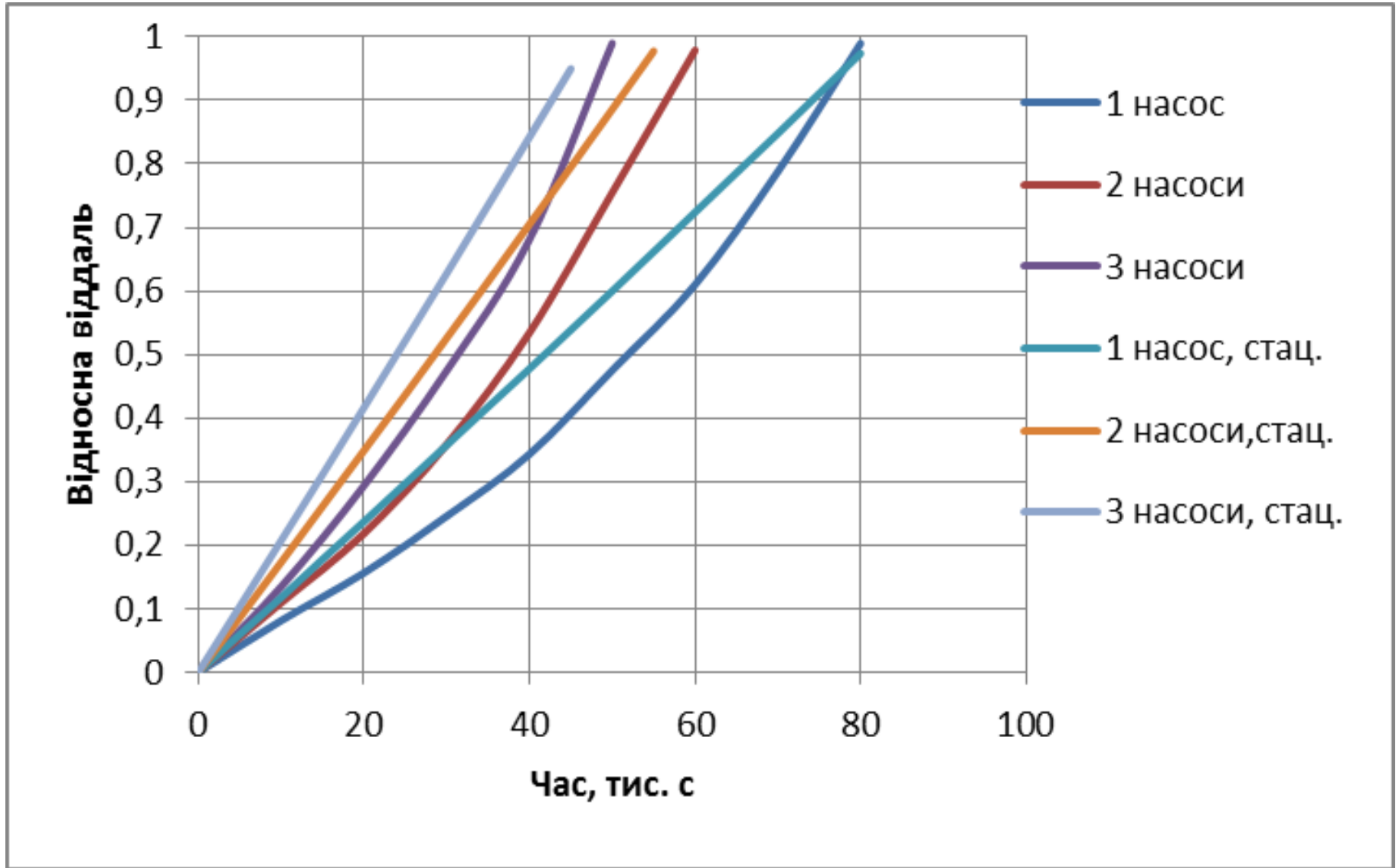


Рисунок 4.1 – Розрахунковий характер руху контактної границі при ефективності ПТП 15% і різних схемах послідовно включених насосів на ПС за стаціонарною і нестаціонарною моделями

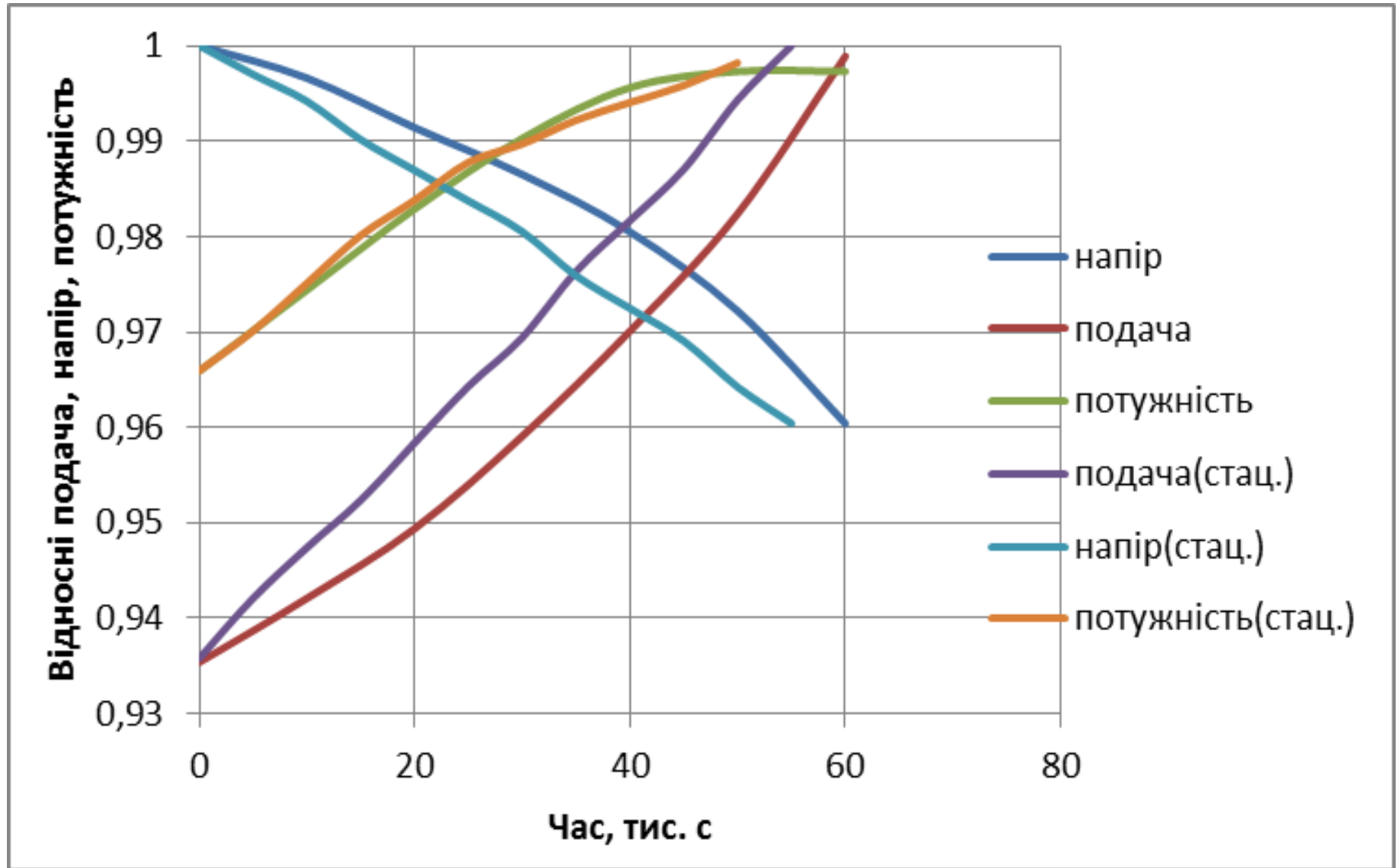


Рисунок 4.2 – Характер зміни параметрів режиму роботи ПС в процесі заміщення чистого нафтопродукту його сумішшю з ПТП за стаціонарною і нестаціонарною моделями

Похибка у визначенні параметрів процесу зростає з наближенням до кінця процесу заміщення чистого нафтопродукту його сумішшю з ПТП і досягає максимуму в кінцевий момент часу за подачею 1,5 – 2%, а за напором 1 – 1,5%. Таким чином, аналіз результатів розрахунків, отриманих за різними математичними моделями, доводить можливість використання стаціонарної моделі для практичного прогнозування.

На рисунку 4.3 зображено графіки переміщення контактної границі в процесі заміщення чистого нафтопродукту його сумішшю з ПТП, побудовані за стаціонарною методикою.

Аналіз результатів розрахунку свідчить, що внаслідок зниження гідравлічного опору нафтопродуктопроводу при використанні протитурбулентних присадок зростає продуктивність нафтопродуктопроводу, в зв'язку з чим скорочуються затрати часу на заміщення чистого нафтопродукту його сумішшю з ПТП залежно від концентрації. Різні концентрації ПТП дають різну ефективність, яка оцінюється співвідношенням (4.9). Так, при ефективності ПТП 15% час заміщення чистого нафтопродукту його сумішшю з ПТП в порівнянні з ефективністю 5% скорочується на 4,6%, а при досягненні ефективності 25% - на 8,7%. Більш суттєво на час заміщення чистого нафтопродукту його сумішшю з ПТП впливає зміна технологічної схеми роботи насосів. При ефективності використання ПТП 15% підключення послідовно в роботу двох насосів скорочує час заміщення чистого нафтопродукту його сумішшю з ПТП на 22,3%, а підключення послідовно трьох насосів – на 41,4%.

На рисунку 4.4 наведено графіки зміни параметрів роботи ПС у період заміщення чистого нафтопродукту його сумішшю з ПТП за різної ефективності ПТП і різних схемах перекачування. Аналіз результатів показує, що при ефективності присадки 5% подача ПС перебуває в межах 2,5%, напір знижується на 1,5%, а потужність зростає в середньому на 2%.

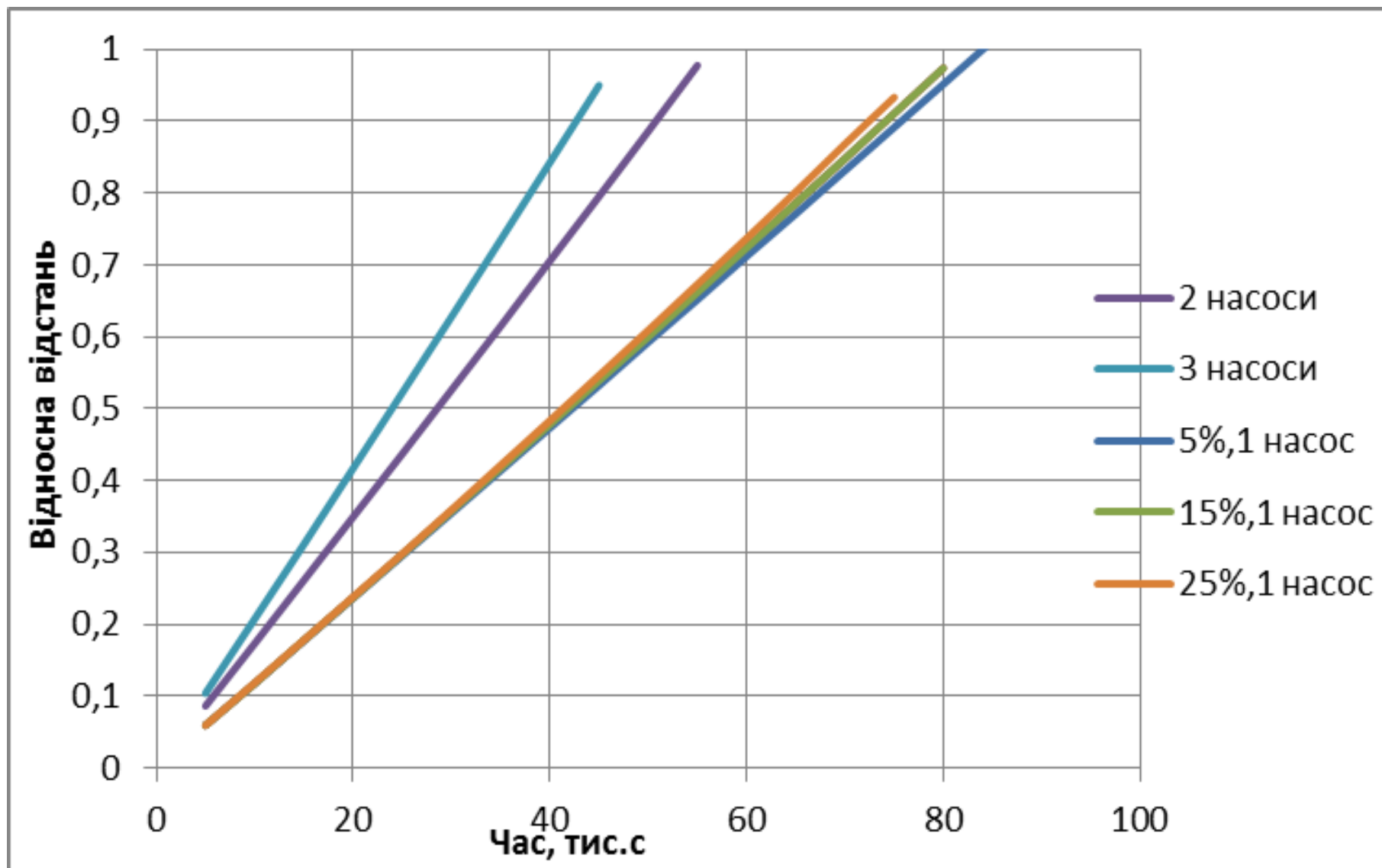
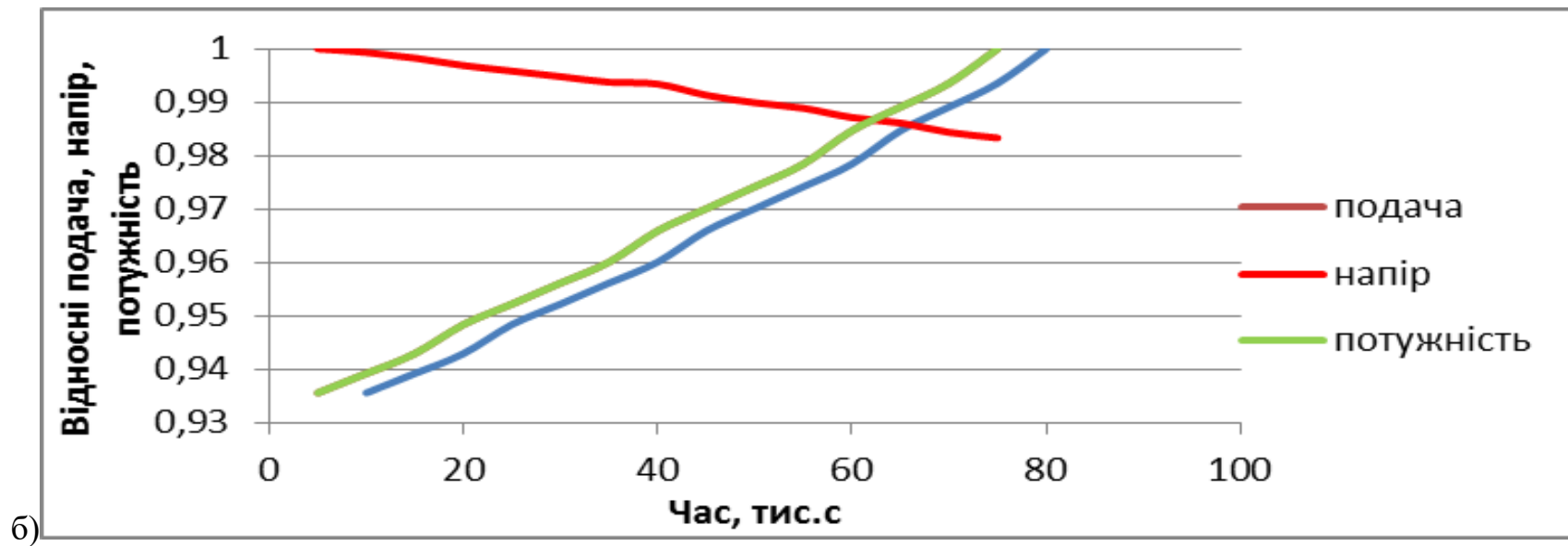
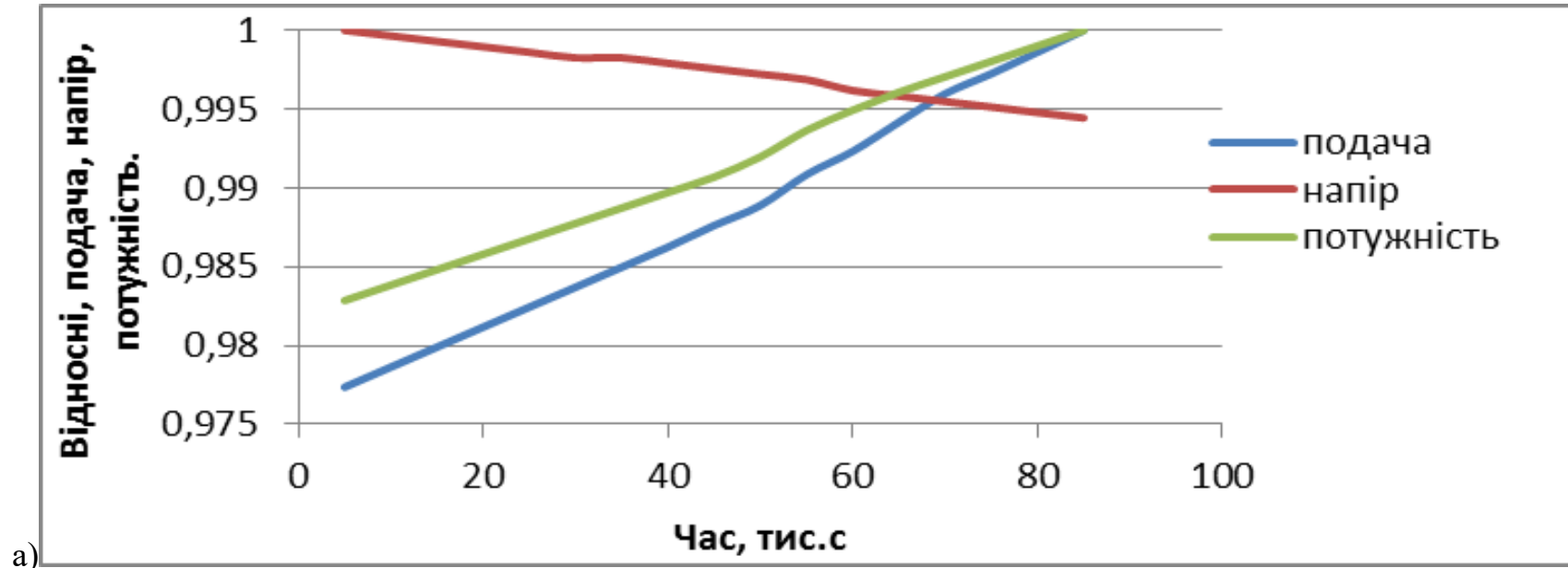
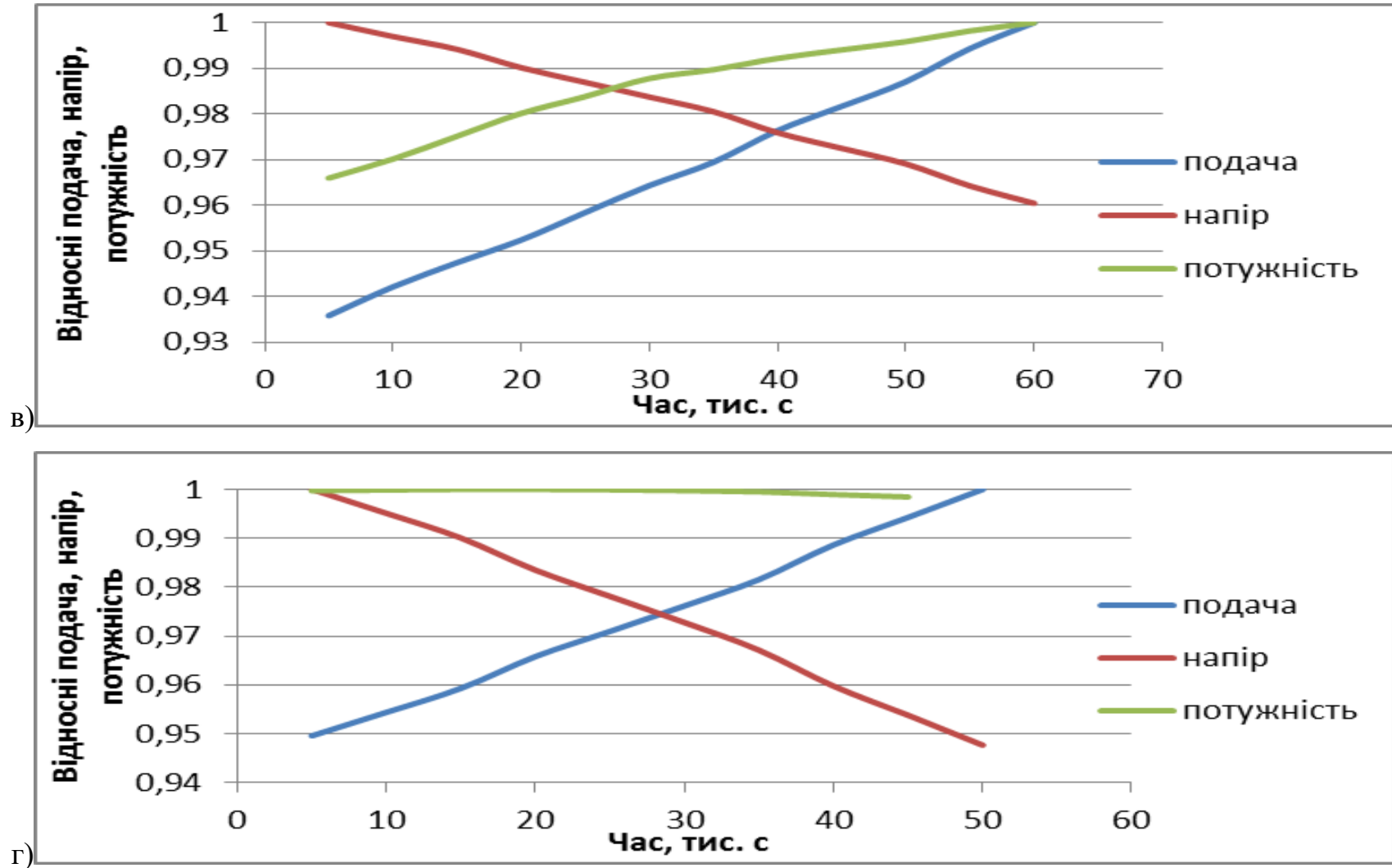


Рисунок 4.3 – Прогнозування характеру руху контактної границі за стаціонарною методикою





а) – ефективність ПТП 5%, 1 насос; б) – ефективність ПТП 15%, 1 насос;

в) – ефективність ПТП 15%, 2 насоси; г) – ефективність ПТП 15%, 3 насоси

Рисунок 4.4 – Характер зміни параметрів режиму роботи ПС в процесі заміщення чистого нафтопродукту його сумішшю з ПТП за різних умов

При ефективності присадки 15% подача зростає на 3 %, напір знижується на 1,9%, а потужність зростає в середньому на 2,2%.

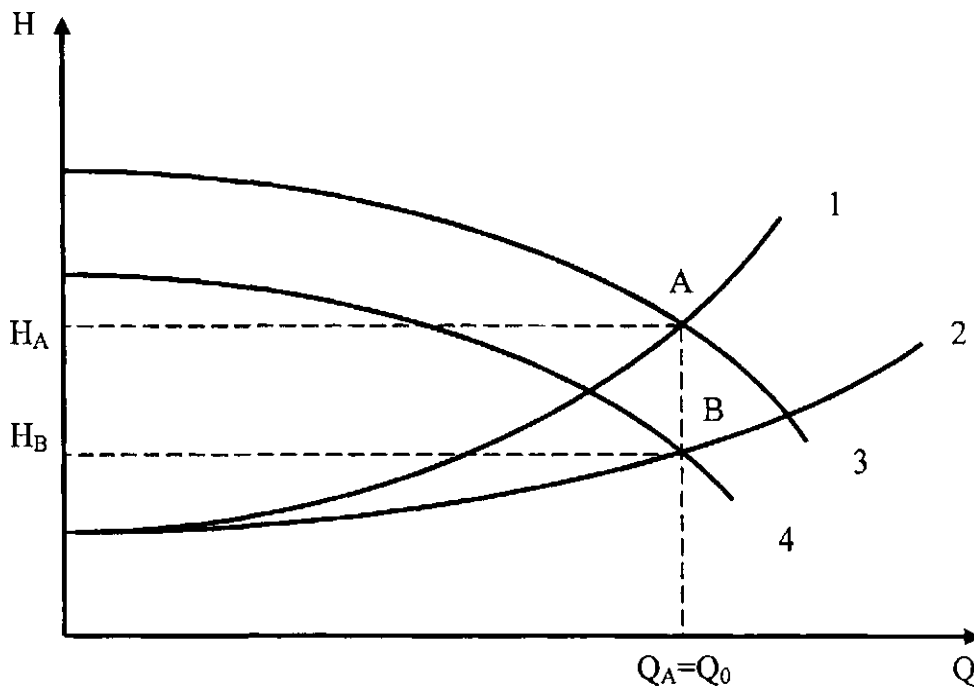
Збільшення числа послідовно працюючих насосів до двох при ефективності ПТП 15% зумовлює зростання подачі на 6,1%, зменшення напору на 4% і зростання потужності до 3,3%. При послідовно ввімкнених трьох насосах і ефективності ПТП 15% збільшення подачі сягає 7,4% при зменшенні напору на 5,1%. Потужність як функція часу перекачування має максимум, який відповідає приблизно половині часу періоду заміщення чистого нафтопродукту його сумішшю з ПТП. Використовуючи результати наведених досліджень, можна здійснювати оптимізацію режимів роботи нафтопродуктопроводу з застосуванням ПТП.

Таким чином, використання протитурбулентних присадок знижує гідравлічний опір нафтопродуктопроводу при перекачуванні світлих нафтопродуктів, за рахунок чого зменшуються втрати напору та (згідно характеристики перекачувальної станції) зростає продуктивність, що при заданому об'ємі перекачування зменшує час перекачування і, відповідно, економить енерговитрати на транспортування нафтопродукту. Запропонована методика дозволяє прогнозувати режим роботи нафтопродуктопроводу й оцінити економічний ефект від використання ПТП у трубопроводному транспорті нафтопродуктів.

4.2 Принципи раціонального використання протитурбулентних присадок при перекачуванні нафтопродуктів

Встановлено [1,2], що після введення в потік продукту протитурбулентної присадки (ПТП) зменшуються гідравлічний опір і питомі витрати потужності на його перекачування. Також зазначається, що з пришвидшенням потоку рідини в трубопроводі ефективність дії ПТП підвищується. Ефективність зменшення енергоспоживання за рахунок застосування протитурбулентних присадок вирішується, як правило, при збереженні колишньої продуктивності перекачування [5].

Враховуючи жорстку умову, згідно з якою робоча точка системи обов'язково повинна лежати на перетині сумарної характеристики всіх працюючих насосів і нафтопродуктопроводу, нескладно дійти висновку, що зменшення енерговитрат на перекачування можна досягнути тільки шляхом вимкнення частини працюючих насосів за умови, що характеристика трубопроводу буде перетинатися з сумарною характеристикою насосів, що залишилися в роботі, на перпендикулярі, встановленому з продуктивності Q_0 (рисунок 4.5).



1,2 – характеристика трубопроводу до та після введення ПТП в нафту відповідно; 3, 4 – сумарна характеристика працюючих насосів при їх кількості N_0 і N_1 відповідно

Рисунок 4.5 - Визначення концентрації ПТП для зменшення енерговитрат на перекачування

Якщо вважати, що в початковому варіанті перекачування здійснювалося N_0 насосами, а після застосування ПТП їх кількість вдалося зменшити до N_1 , то очевидно, що енергоспоживання скоротиться в χ разів, χ – рівне співвідношенню напірних характеристик

$$\chi = \frac{\sum_1^{NO} (a_i - b_i Q_0^2)}{\sum_1^{NI} (a_i - b_i Q_0^2)} \quad (4.16)$$

де a_i, b_i - коефіцієнти напірної характеристики i - го насоса.

Розглянемо алгоритм визначення концентрації ПТП, що забезпечує збереження колишньої продуктивності перекачування при меншій кількості працюючих насосів.

Складемо рівняння балансу напорів для розглянутих випадків.

До введення ПТП у потік нафтопродукту рівняння балансу мало вигляд

$$N_e h_n + \sum_1^{NO} (a_i - b_i Q_0^2) = i_0 Q_0^2 L + \Delta Z + N_e h_z, \quad (4.17)$$

де N_e – кількість експлуатаційних ділянок;

h_n, h_z – напір підірних насосів і залишковий відповідно;

i_0 – гідравлічний нахил при одиничній витраті для випадку перекачування без застосування ПТП;

ΔZ – різниця геодезичних позначок кінця та початку траси.

Тоді продуктивність перекачування становить

$$Q_0 = \sqrt{\frac{N_e (h_n - h_z) + \sum_1^{NO} a_i - \Delta Z}{i_0 L + \sum_1^{NO} b_i}}. \quad (4.18)$$

Після відключення частини працюючих насосів і введення ПТП у потік нафти на ділянці довжиною l_{pTP} рівняння балансу напорів набуде вигляду

$$N_e h_n + \sum_1^{NI} (a_i - b_i Q_0^2) = Q_0^2 [(i_0 L - l_{pTP}) + i_\varphi l] + \Delta Z + N_e h_z, \quad (4.19)$$

де i_φ - одиничний гідравлічний нахил за умови введення ПТП у потік.

Тепер вираз для визначення продуктивності нафтопродуктопроводу матиме вигляд

$$Q_0 = \sqrt{\frac{N_e(h_n - h_z) + \sum_1^{N1} a_i - \Delta Z}{(i_0 L - l_{ptp}) + i_\varphi l + \sum_1^{N1} b_i}} \quad (4.20)$$

Оскільки ліві частини отриманих виразів рівні, то виникає рівність і правих його частин. Тобто

$$\sqrt{\frac{N_e(h_n - h_z) + \sum_1^{N0} a_i - \Delta Z}{i_0 L + \sum_1^{N0} b_i}} = \sqrt{\frac{N_e(h_n - h_z) + \sum_1^{N1} a_i - \Delta Z}{(i_0 L - l_{ptp}) + i_\varphi l_{ptp} + \sum_1^{N1} b_i}} \quad (4.21)$$

Звівши обидві половини (4.21) у квадрат і розв'язуючи отриману рівність відносно $i_\varphi / i_0 = \lambda_0 / \lambda_p$, отримаємо

$$\lambda_0 / \lambda_p = 1 - \frac{1}{l_{ptp} / L} [1 + \beta_1 - \alpha(1 + \beta_0)] \quad (4.22)$$

де β_j – співвідношення крутизни сумарної характеристики основних насосів, що залишилися в роботі, і крутизни характеристики трубопроводу для випадку перекачування нафти без ПТП;

$$\beta_0 = \sum_1^{N0} b_i / i_0 L; \beta_1 = \sum_1^{N1} b_i / i_0 L$$

α – параметр, що дорівнює

$$\alpha = \frac{N_e(h_n - h_z) + \sum_1^{N1} a_i - \Delta Z}{N_e(h_n - h_z) + \sum_1^{N0} a_i - \Delta Z}$$

Щоб оцінити необхідне зменшення величини λ_n для скорочення енерговитрат у φ разів введемо параметр ефективності ПТП

$$\varphi = \frac{\lambda_0 - \lambda_p}{\lambda_0} = \frac{1}{l_{p1p} / L} [1 + \beta_1 - \alpha(1 + \beta_0)] \quad (4.23)$$

Із урахуванням припущення, що насоси на перекачувальній станції є однотипними, отримаємо:

$$\beta_1 = \frac{\sum_1^{N1} b_i / i_0 L}{\sum_1^{N1} b_i / i_0 L Q_0^2} \approx \beta_0 \frac{N_1}{N_0},$$

$$\alpha = \frac{N_e (h_n - h_z) + N_1 a - \Delta Z}{N_e (h_n - h_z) + N_{01} a - \Delta Z} \approx \frac{N_1}{N_0}. \quad (4.24)$$

Економія електроенергії, необхідної для перекачування, складе

$$E = 1 - \frac{N_1}{N_0}. \quad (4.25)$$

Вираз для ефективності застосування ПТП набуде вигляду

$$\varphi = N \left(1 - \frac{N_1}{N_0}\right), \quad (4.26)$$

де N – число ПС.

За результатами розрахунків за формулами (4.23–4.26) встановлено:

1) завдяки введенню протитурбулентної присадки в потік нафтопродукту можна відключити від одного до двох основних насосів;

2) кількість електроенергії, яку можна зекономити в результаті введення ПТП на одному з перегонів трубопроводу (за інших рівних умов), зростає зі збільшенням кількості відключених і зменшенням сумарної кількості працюючих насосів.

3) незалежно від кількості працюючих перекачувальних станцій, завдяки введенню ПТП у потік, можна відключити не більше одного основного насоса на кожній;

4) для збільшення ефекту економії енерговитрат на перекачування нафтопродукту протитурбулентну присадку необхідно вводити одночасно на всіх перегонах між перекачувальними станціями.

4.3 Оптимізація режимів роботи нафтопродуктопроводів із використанням ПТП в умовах ринкових відносин

В умовах ринкових відносин єдиним критерієм ефективності застосування ПТП з метою економії енерговитрат на транспортування нафтопродукту слід вважати чистий прибуток нафтотранспортного підприємства, який визначається як різниця надходжень від реалізації нафтопродукту в кінцевій точці трубопроводу та сумарних витрат на транспортування.

Надходження визначаються за приписами ринкової економіки або ситуаційно. Це диктує концептуально нову схему розв'язання проблеми нормування витрат енергетичних ресурсів на трубопровідний транспорт. Провідна ідея ринкової концепції витрат зводиться до побудови якісно нової інтегрованої системи критеріальних показників ефективності витрат технологічного й економічного походження, в якій домінують економічні фактори.

Для фіксованої довжини нафтопродуктопроводу при фіксованих шляхових відборах і надходженнях продукту вимірником продукції може слугувати обсяг транспортованого нафтопродукту за довільно визначений період, тобто продуктивність нафтопродуктопроводу. Продуктивність нафтопродуктопроводу є інтегральним показником. Отже, при з'ясуванні причин відхилення експлуатаційних режимів нафтопродуктопроводів від проектних чи планових або технічно можливих необхідно використовувати поняття пропускної здатності. Воно визначає максимальний обсяг транспортованого нафтопродукту при максимальному використанні потужностей перекачувальних станцій і фактичних розрахункових параметрах транспортування.

Залежність гідравлічних втрат напору від продуктивності виражає характеристика лінійної ділянки, яку доцільно подати у вигляді

$$h = \lambda_0 \frac{L w^2}{d 2g} + \Delta Z = \frac{8\lambda_0 L Q^2}{\pi^2 g d^5} + \Delta Z = c Q^2 + \Delta Z. \quad (4.27)$$

При відомій і сталій густині нафтопродукту ρ втрати тиску можна знайти з рівняння характеристики

$$\Delta P = \frac{8\lambda_0 L \rho Q^2}{\pi^2 d^5} + \Delta Z \rho g = c^* Q^2 + \Delta Z \rho g. \quad (4.28)$$

Очевидно, що втрати напору (тиску) на лінійній ділянці нафтопродуктопроводу мають бути компенсовані за рахунок енергетичних витрат на ПС. Величина енерговитрат на лінійній ділянці визначається товаротransпортною роботою. Для лінійної ділянки нафтопродуктопроводу еквівалентна товаротransпортна робота розраховується за формулою

$$A = (c^* \Delta P + \Delta Z \rho g). \quad (4.29)$$

При застосуванні ПТП для зменшення гідравлічних втрат напору (тиску) в нафтопродуктопроводі в рівнянні характеристики (4.28) і товаротransпортної роботи (4.29) зміниться числове значення коефіцієнта c^* , оскільки коефіцієнт гідравлічного опору нафтопродуктопроводу λ_0 слід замінити на λ_n

$$\lambda_n = \lambda_0 (1 - \varphi). \quad (4.30)$$

У (4.30) значення ефективності ПТП φ слід вибирати для оптимальної концентрації конкретної протитурбулентної присадки з конкретним нафтопродуктом, оскільки в іншому випадку застосування ПТП недоцільне.

Таким чином, залежності (4.28) і (4.29) дають змогу визначити характеристику нафтопродуктопроводу та виробничу функцію лінійної ділянки

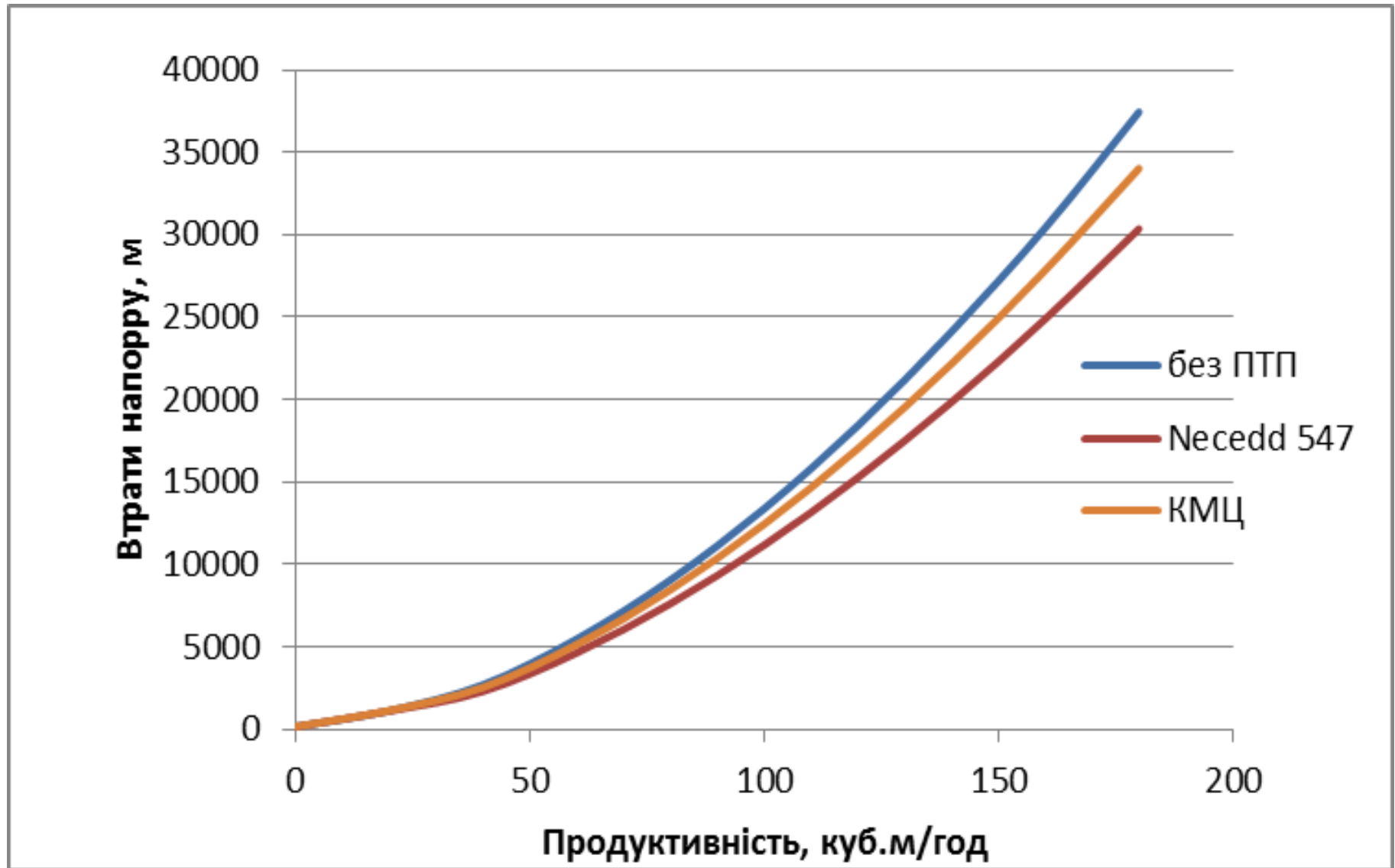


Рисунок 4.6 – Характеристики ділянки ЛВДС 5С-1К системи нафтопродуктопроводів «ПрикарпатЗахідТранс»

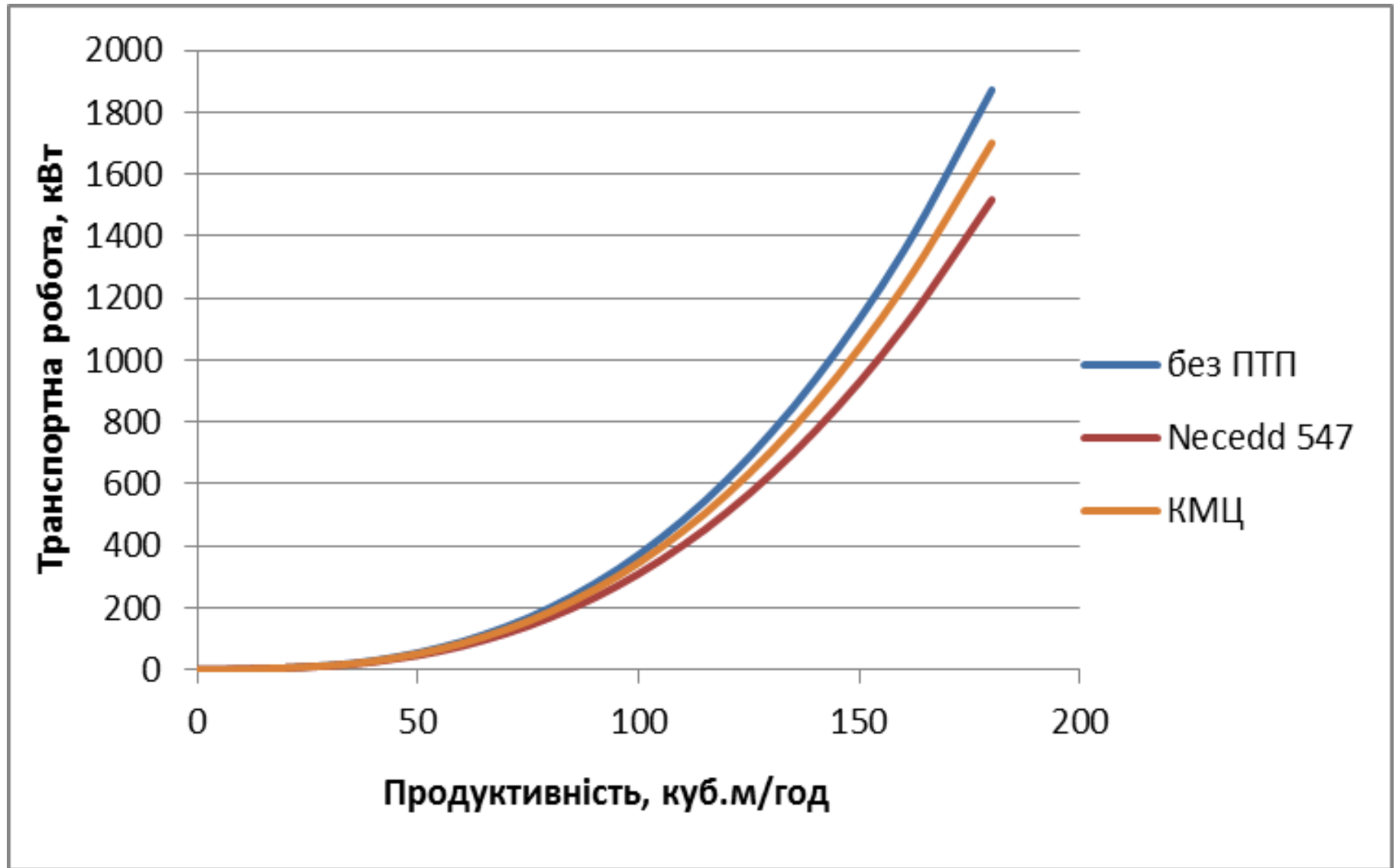


Рисунок 4.7 – Виробничі функції ділянки ЛВДС 5С-1К системи нафтопродуктопроводів «ПрикарпатЗахідТранс»

(залежність товаротransпортної роботи від продуктивності) для перекачування чистого нафтопродукту та його суміші з ПТП. Такі залежності подано на рисунках 4.6 і 4.7 для ділянки ЛПДС 5С-1К системи нафтопродуктопроводів «ПрикарпатЗахідТранс». З множини існуючих ПТП вибрано Necedd 547 як найбільш ефективну присадку в суміші з дизельним паливом [4], і КМЦ, ефективність якої в суміші з дизельним паливом найнижча.

Аналіз одержаних результатів дає підстави стверджувати, що залежність гідравлічних втрат у лінійних ділянках енергії тиску газу ΔP від обсягів транспортованого продукту Q є нелінійною. Специфічність нелінійної характеристики $\Delta P=f(Q)$ проявляється в тому, що вона є увігнутою. Саме ця її особливість дає можливість віднайти (шляхом порівняння результатів розрахунків надходжень за кількістю транспортованого продукту Q і енергетичних витрат $\Delta P=f(Q)$) оптимальний за показником енергоефективності режим роботи лінійної ділянки нафтопродуктопроводу з рахуванням застосування ПТП. Для оптимального режиму роботи лінійної ділянки надходження будуть більші, ніж витрати енергоресурсів із урахуванням витрат на ПТП, які також залежать від продуктивності.

Якщо відома ринкова вартість (ціна) C_n нафтопродукту в кінцевій точці нафтопродуктопроводу, то надходження від його реалізації пов'язані з обсягом перекачування лінійною залежністю

$$N = C_n Q. \quad (4.31)$$

Загальні витрати на транспортування нафтопродукту з урахуванням витрат на придбання протитурбулентної присадки становлять

$$W = AC_e + QkC_{gng} + S_0, \quad (4.32)$$

де A – товаротransпортна робота;

C_e , C_{gng} – вартість електроенергії та ПТП;

k – концентрація ПТП у кг/м³;

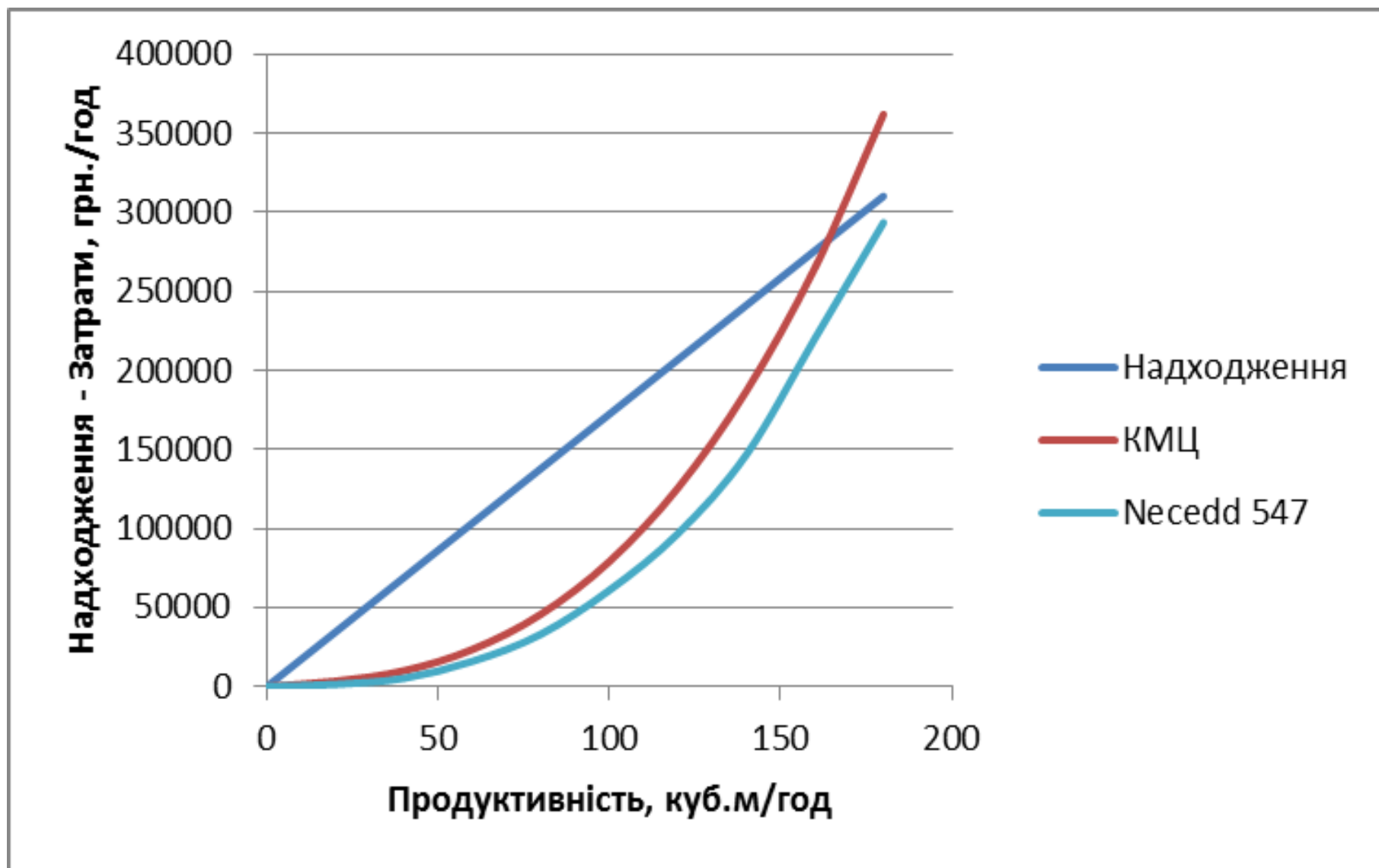


Рисунок 4.8 – Залежність надходжень і затрат на транспортування дизельного пального при застосуванні ПТП

S_0 – інші витрати, що не залежать від продуктивності нафтопродуктопроводу.

За залежностями (4.31) і (4.32) побудовано графіки ефективності застосування ПТП (рисунки 4.8 і 4.9).

Очевидно, що при фіксованому значенні витрати Q різниця надходжень N і затрат на транспортування нафтопродукту W складає розмір чистого прибутку транспортного підприємства π , тобто

$$\pi = N - W. \quad (4.33)$$

З рисунку 4.8 видно, що залежність $\pi(Q)$ має нульове значення на початку координат і стає від'ємною в області великих значень продуктивності. Отже, для кожної кривої, що відповідає різним типам ПТП, існує максимум, який відповідає оптимальній продуктивності нафтопродуктопроводу за критерієм максимального чистого прибутку транспортного підприємства.

На рисунку 4.9 наведено криві, побудовані на основі залежності (4.33) для максимально та мінімально ефективних протитурбулентних присадок [4].

Аналіз результатів проведених досліджень показує, що оптимальне значення продуктивності нафтопродуктопроводу при транспортуванні нафтопродукту (наприклад, дизельного пального) залежить від ефективності конкретної ПТП у суміші з даним нафтопродуктом та її вартості. Так, при застосуванні протитурбулентної присадки Necedd 547 у суміші з дизельним паливом оптимальна продуктивність складає 111,7 м³/год., а при застосуванні КМЦ вона зменшується до 98,9 м³/год., (тобто на 11,4%), При цьому прибуток підприємства зменшується на 16,3%. Зауважимо, що при продуктивності нафтопродуктопроводу понад 155 м³/год. застосування цієї присадки не дає економічного ефекту, оскільки витрати на транспортування перевищують надходження від реалізації нафтопродукту. Тому експлуатація нафтопродуктопроводу в таких умовах є збитковою.

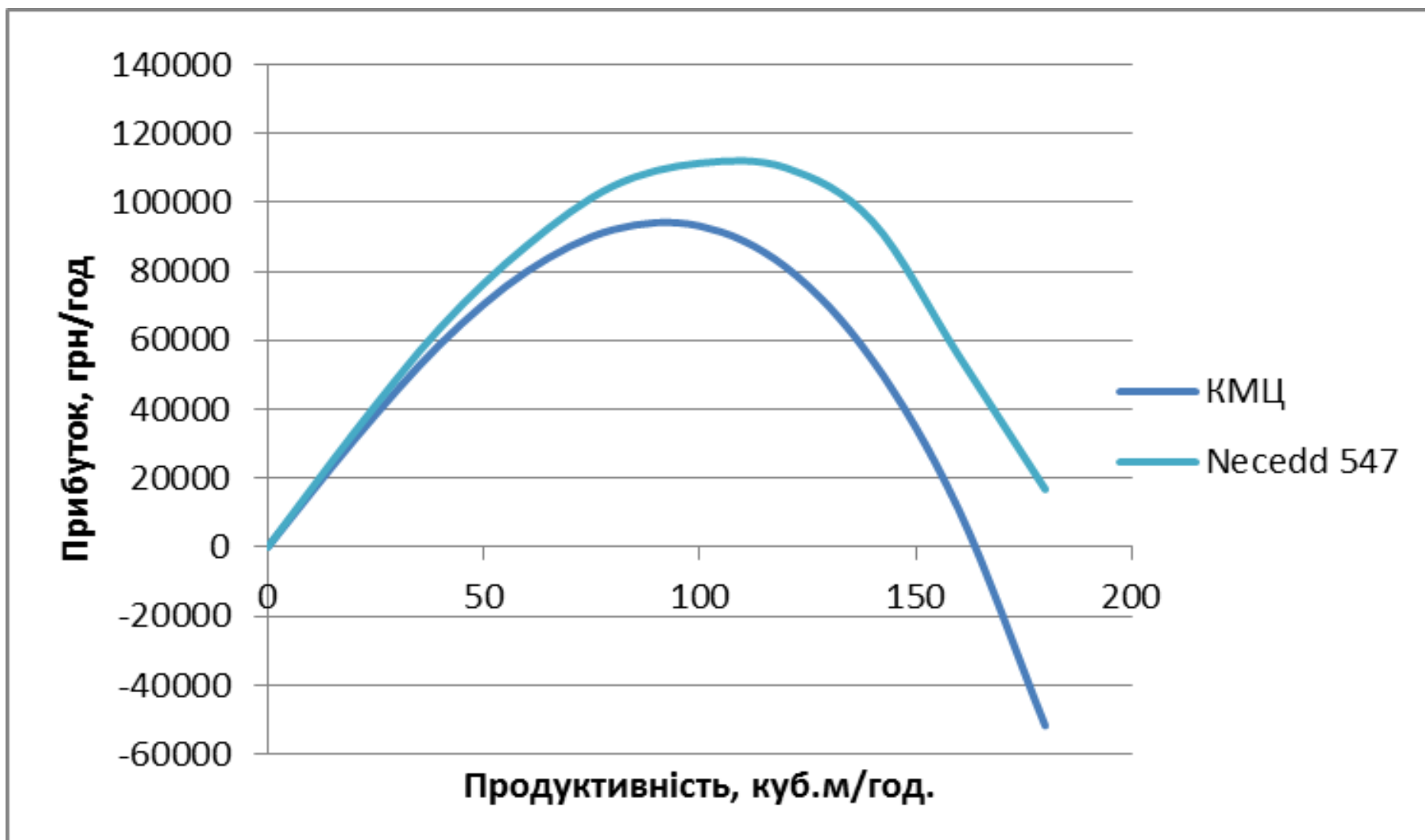


Рисунок 4.9 – Ефективність застосування різних типів ПТП на ділянці ЛВДС 5С-1К системи нафтопродуктопроводів «ПрикарпатЗахідТранс»

Загалом, зменшення гідравлічної ефективності від застосування конкретного типу протитурбулентної присадки в суміші з даним нафтопродуктом призводить до зменшення оптимального значення продуктивності нафтопродуктопроводу та зниження прибутку нафтотранспортного підприємства; те ж стосується зростання ціни ПТП

Висновки по розділу 4.

1. Проведено прогнозування режиму роботи перекачувальної станції нафтопродуктопроводу при використанні протитурбулентних присадок і показано діапазон зміни параметрів режиму в часі.

2. Запропоновано принципи раціонального використання протитурбулентних присадок при перекачуванні нафтопродуктів.

3. Розроблено методику оптимізації режимів роботи нафтопродуктопроводів із використанням ПТП в умовах ринкових відносин

ОСНОВНІ РЕЗУЛЬТАТИ І ПІДСУМКОВІ ВИСНОВКИ

На основі проведених досліджень вирішено важливу науково-технічну задачу, яка полягає у встановленні закономірностей зниження гідравлічного опору магістральних нафтопродуктопроводів при використанні протитурбулентних присадок і прогнозуванні режимів експлуатації з метою економії енерговитрат на транспортування, що дозволяє оптимізувати режими роботи за умов ринкових відносин, а саме:

1. На базі результатів експериментальних досліджень доведено можливість використання в якості протитурбулентних присадок поліакриламідів та карбоксиметилцелюлози; встановлено оптимальні значення концентрацій вказаних ПТП у суміші з нафтопродуктами – дизельним паливом і гасом.

2. На основі взаємозалежностей між критеріями Дебори та Рейнольдса і ступенем зниження коефіцієнта гідравлічного опору за рахунок використання ПТП проведено порівняльний аналіз ефективності використання різних присадок у сумішах із нафтопродуктами, на основі якого розроблено рекомендації з вибору типу ПТП у конкретних експлуатаційних ситуаціях.

3. Математичне моделювання нестационарних процесів витіснення з трубопроводу нафтопродукту його сумішшю з ПТП дозволило встановити діапазон зміни параметрів режиму роботи нафтопродуктопроводу.

4. Аналітичні дослідження режимів роботи перекачувальних станцій у процесі перекачування нафтопродуктів із протитурбулентними присадками показали можливість і доцільність використання ПТП з метою економії енерговитрат на транспортування .

5. Експериментальні й аналітичні дослідження закономірностей зниження гідравлічного опору нафтопродуктопроводу при використанні протитурбулентних присадок дозволили створити методику оптимізації режимів роботи перекачувальних станцій в умовах ринкових відносин.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Авнапов В.А. Влияние добавки полиизобутилена на пропускную способность трубопроводов /В. А. Авнапов, В. П. Семенов, И. П. Куприянов // Нафтовое хозяйство. – 1969. – №4. – С. 53-54.
2. Алиев Р. А. Трубопроводный транспорт высокозастывающих нефтей с жидкими углеводородными разбавителями / Р.А. Алиев // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – М.: ВНИИОЭНГ, 1970. – 88 с.
3. Аль-Дандал Р. С. Оптимізація режимі перекачування нафтопродуктів з використанням протитурбулентних присадок в умовах ринкових відносин/ Р. С. Аль-Дандал// Міжнародна науково-технічна конференція «Машини, обладнання і матеріали для нарощування вітчизняного видобутку та диверсифікації постачання нафти і газу» ІІМ. – 2016. – С. 350-354
4. Аль-Дандал Р. С. Режимы работы нафтопродуктопроводів при використанні протитурбулентних присадок/ Р. С. Аль-Дандал// Наука и безопасность. – №2(20). – 2016. – С. 41-47
5. Аль-Дандал Р.С. Техніко економічний аналіз використання протитурбулентних присадок в трубопроводному транспорті нафтопродуктів/ Р. С. Аль-Дандал// Эффективна економіка. – №7. – 2016.
6. Амфилохийев В. Б. Критерии подобия турбулентных течений разбавленных растворов полимеров и обобщенная зависимость для коэффициента трения /В. Б. Амфилохийев, Л. С. Артюшков // Известия РАН. Сер. Механика жидкости и газа. – 1998. – №4. – С. 191-196.
7. Ахмадуллин К. Р. Использование в ОАО «Уралтранснефтепродукт» противотурбулентной присадки "Necadd-447" при транспортировке дизельного топлива на участке Черкаassy-Прибой МНІІІІ «Уфа-Западное направление» / К. Р. Ахмадуллин, Р. Х. Хажиев, В. К. Матчин, И. М., И. М. Галлеев // Тезисы докладов. – Уфа: Транстэк, 2006. – С. 126-127.
8. Бакарджиева В. И. Некоторые гидродинамические особенности применения полимерных добавок в трубопроводном транспорте : Дис. канд. техн. наук./ В. И. Бакарджиева. – Уфа, 1974. – 112 с.

9. Белоусов Ю.П. Противотурбулентные присадки для углеводородных жидкостей./ Ю. П. Белоусов. – Новосибирск: Наука. – 1986. – 145 с.
10. Белоусов Ю. П. Снижение сопротивления трения нефти и нефтепродуктов в трубопроводах полимерными добавками /Ю. П. Белоусов // Межмолекулярные воздействия и электронные процессы в жидкостях. –Новосибирск: Наука, 1986. – С. 32-45.
11. Брамов И. П. Применение ПТП при перекачке дизельного топлива по МТП ОАО «АК «Транснефтепродукт» / И. П. Брамов, О. И. Дзарданов// Записки горного института. – 2006. – 167-4.2. –С. 181-183.
12. Войтинская Ю. А. Снижение гидравлических сопротивлений трубопроводов, транспортирующих воду/ Ю. А. Войтинская // Водопостачання та сантехніка. – 1973. – №5. – С. 17-18.
13. Воронін Н.І. Влияние микроструктуры полиметилметакрилата на свойства разбавленных растворов в турбулентных условиях / Н. И. Воронин, Л. И. Шаховская, Ю. Г. Кряжев// ВМС. – 1977. – 19Б. – №4. – С. 306-307.
14. Гамобрамов А.И. Особенности применения противотурбулентных присадок на нефтепроводах / А.И. Гамобрамов, Е.Л. Левченко, И. И. Ерошкина // Тезисы докладов на 4-й научно-технической конференции «Актуальные проблемы состояния и развития нефтегазового комплекса России». – М., 2001. – С. 64-66.
15. Гареев М.М. Результаты ввода в поток нефти присадки для снижения гидравлического сопротивления/М. М. Гареев, Г. В. Несын, В. Н. Манжай // Нафтовое хозяйство. – 1992. – С. 30-31.
16. Горин Я. Турбулентное течение разбавленных растворов полимеров/ Я. Горин, Д. Норбер// Инженерно-физический журнал. – Т.27. – № 5. – С. 830-838.
17. Григорян С.С. К вопросу о механизме эффекта Томса /С.С. Григорян, Б.Б. Дамаскин, В.А. Иоселевич //М.: АН СРСР, 1979. – Т. 248. – № 5. – С. 1074-1076.

18. Грудз В.Я. Влияния противотурбулентных присадок на гидравлическое сопротивление нефтепродуктопровода/ В. Я. Грудз, Р. С. Аль-Дандал// Системы. Методы. Технологии. – 2015. – №3(27). – С. 44-50
19. Грудз В.Я. Режим роботи НПС нафтопродуктопроводу при використанні протитурбулентних присадок / В. Я. Грудз, Р. С. Аль-Дандал // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2015. – № 2. – С. 124-130.
20. Грудз В.Я. Порівняльний аналіз застосування в трубопровідному транспорті нафтопродуктів протитурбулентних присадок різних типів / В. Я. Грудз, Р. С. Аль-Дандал // Нафтогазова галузь України. – 2016. – № 3(21). – С. 16-19.
21. Грудз В.Я. Використання протитурбулентних присадок з метою зменшення енерговитрат на перекачування нафти / В. Я. Грудз, Р. С. Аль-Дандал // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2015. – № 4. – С. 54-59.
22. Шляхи підвищення ефективності та зменшення енерговитратності експлуатації газонафтопродуктопроводів за неповного їх завантаження . Матеріали комітетських слухань «Перспективи та шляхи нарощування видобутку вітчизняних нафти і газу для підвищення енергетичної безпеки України» Комітет Верховної Ради з питань паливно-енергетичного комплексу, ядерної політики та ядерної безпеки / В.Я. Грудз, М.Д. Середюк. – Київ. – 2015.
23. Грудз В.Я. Технічна діагностика трубопровідних систем / В.Я. Грудз, Я.В. Грудз, В.В. Костів. – Івано-Франківськ: Лілея НВ, 2012 – 512 с.
24. Демченко Ю.В. О проведении и результатах опытно- промышленной транспортировки дизельного топлива с противотурбулентной присадкой «Necadd-547» по участку «8Н-Сенно-Дисна» ОАО «Юго-ЗападТранснефтепродукт» / Ю. В. Демченко, Х. Харьухатко// Транспорт и хранение нефтепродуктов. – 1998. – №8. – С. 6-7.
25. Долгий А.А. Влияние погрешности ввода присадок на точность поддержания производительности нефтепродуктопроводов/ А. А. Долгий,

- С. П. Макаров, А. А. Прохоров и др. // Тезисы докладов на 6-й научно-технической конференции, посвященной 75-летию РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина. – М.:РГУНГ. – 2005.- С. 200-201.
26. Доронин В.В. Нормирование затрат электроэнергии при трубопроводном транспорте нефти / В. В. Доронин, А. А. Прохоров // Тезисы докладов 4-ой научно-технической конференции «Актуальные проблемы состояния и развития нефтегазового комплекса России», посвященной 300-летию инженерного образования в России (25-26 января 2001г.). – М. – 2001. – С.67.
27. Ерошкина И. И. Повышение пропускной способности магистральных нефтепродуктопроводов на основе применения противотурбулентных присадок: Дис. Канд. Техн. Наук/ И. И. Ерошкина. – М. – 2003. – 146 с.
28. Ерошкина И.И. Перекачка дизельного топлива с полимерной добавкой Necadd-547/ И.И. Ерошкина, В.И. Марон, А.Д. Прохоров и др.// Наука и технология углеводородов. – 2002. – №5. – С.77-79.
29. Ерошкина И. И. Расчет потерь в коммуникациях насосных станций при проведении опытно-промышленных испытаний присадок / И. И. Ерошкина, А. А. Прохоров // Тезисы докладов II научно-технической конференции «Проблемы безопасности надежности трубопроводного транспорта». – Новополоцк, 1999. – С. 85-86.
30. Иваненков В.В. Опыт применения противотурбулентных присадок на МНПП/ В. В. Иваненков // Транспорт и хранение нефтепродуктов. – 2003. – №12. – С. 10-12.
31. Иваненков В.В. Опыт применения противотурбулентных присадок на магистральных нефтепродуктопроводах/ В.В. Иваненков, О.В. Пименов // Транспорт и хранение нефтепродуктов. – 2006. – №2. – С. 3-7.
32. Иоселевич В.А. Микро- и макродинамика полимерных растворов / В.А. Иоселевич // М.: Наука, 1987. – Т. 2. – С. 146-163.
33. Испытание ПТП FLO-XL при транспортировке западно-казахстанской нефти по МНП Узень- Атырау-Самара/ [Саяхов Б. К., Закирова Р. С.,

- Рзиев С. А. и др.] // 4 Конгресс нефтегазопромышленников России, Уфа, 20-23 мая, 2003. - Уфа: Мир печати, 2003. - С. 59.
34. Кацюевич Е.В. Противотурбулентные полимерные добавки в трубопроводном транспорте нефтепродуктов / Е.В. Кацюевич, Ю.П. Белоусов, Н.М. Гостев // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 1988. – №6. – С.9-12.
35. Кобец Г.Ф. О физическом обосновании механизма снижения сопротивления полимерными добавками/ Г.Ф. Кобец // Влияние полимерных добавок и упругости поверхности на пристанную турбулентность. – Новосибирск: Наука, 1978. – С. 24-44.
36. Коновалов К.Б. Розробка технології та оцінка ефективності виробництва антитурбулентних присадки суспензійного типу / К.Б. Коновалов, Г.В. Несин, Н.М. Полякова та ін. // Вісник науки Сибіру №1 (1), 2011.
37. Коршак А. А. Экспериментальная установка для исследования изменения коэффициента гидравлического сопротивления при введении противотурбулентной присадки в поток жидкости/ А. А. Коршак, М. Н. А. Хуссейн // Мировое сообщество: проблемы и пути решения. – 2008. – №23. – С. 42-44.
38. Коршак А. А. Условия эффективного применения противотурбулентной присадки при решении задачи увлечения производительности нефтепровода/ А.А. Коршак, М.Н.А. Хуссейн // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2008. – № 1. – С. 41-45.
39. Ламли Дж.Л. Эффект Томса: аномальные явления при турбулентном течении разбавленных растворов линейных высокомолекулярных полимеров / Дж. Л. Ламли // Механика. – 1969. – №2. – С.70-89.
40. Лурье М.В. Гидравлические расчеты перекачки дизельных топлив с антитурбулентными присадками / М. В. Лурье // Транспорт и хранение нефтепродуктов. – 1998. – №10-11. – С.18-20.

41. Лурье М.В. Модификация теории Кармана для расчета сдвиговой турбулентности / М.В. Лурье, Н.А. Подоба // Доклады АН СССР – 1984. – Т.279. – № 3. – С. 570-575.
42. Люта Н.В. Математична модель гідродинамічного режиму роботи нафтопродуктопроводу при послідовному перекачуванні нафт різних сортів / Н.В. Люта // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – 1998. – Вип. 35.–Том 3. – С. 22-28.
43. Макаров С.П. Опыт применения противотурбулентной присадки на нефтепродуктопроводах ОАО «АК «Транснефтепродукт» / С. П. Макаров, С. М. Фокин// Транспорт и хранение нефтепродуктов. – 2000. – № 4. – С. 14-17.
44. Манжай В.Н. Турбулентное течение в трубе разбавленных растворов карбоцепных полимеров. Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук // Томск.: «Полиграфист». – 1992. – 23с.
45. Мирзаджанзаде А.Х. О влиянии асфальтенов на гидравлические сопротивления при движении нефтей / А. Х. Мирзаджанзаде, И.Г. Булина, А.К. Галямов // Инженерно-физический журнал. – 1973. – Т.25. – №6. – С. 1024-1026.
46. Моделирование стационарных режимов работы нефтепроводных систем / [Шаммазов А.М., Козачук Б.А., Пирогов Н.Е. и др.] // М.: Трубопроводный транспорт нефти, 2003. – № 9. – С. 21-22.
47. Муратова В. И. Обеспечение требуемой производительности перекачки путем определения необходимой концентрации различных противотурбулентных присадок / В.И. Муратова, А.М. Нечваль // Трубопроводный Транспорт – 2007: тезисы докладов международной учебной научно-практической конференции. –Уфа: ДизайнПолиграф Сервис, 2007. – С. 28-30.
48. Нечваль А. М. Применение ПТП для увеличения производительности нефтепровода SOTE/ А. М. Нечваль, В. Х. Асанса Онтанеда // Материалы Новоселовских чтений: 2 Международная научно-техническая

- конференция. – Уфа, 2004: Сборник научных трудов. Вып.2. – Уфа: УГНТУ, 2004. – С. 82-89.
49. Несин Г.В. Эксперимент щодо зниження гідравлічного опору нафти на магістральному трубопроводі «Тихорецьк-Новоросійськ» / Г.В. Несин, В.Н. Манжай, Е.А. Попови др. // Трубопровідний транспорт нафти. – 1993. – № 4. – С. 28-30.
50. Несин Г.В. Промислові випробування полімерної добавки «Віол» / Г.В. Несин, Н.М. Полякова, А.В. Ілюшніков и др. // Нафтове господарство. – 1995. – №5-6. – 81-82.
51. Павловський В.А. К вопросу о теоретическом описании слабых водных растворов полимеров / В. А. Павловский // Доклады АН СРСР. – 1971. – Т.200. – №4. – С. 809-813.
52. Поліщук А.М. Вплив концентрації розчинів полімерів на параметри відцентрового насоса/ А.М. Поліщук, Ю.Д. Райський, А.З. Темчін // Транспорт і зберігання нафти і нафтопродуктів. – 1971. – № 10. – С.9.
53. Порайко И.М. Снижение давления в промышленном нефтепродуктопроводе с помощью полиакриламида / И.М. Порайко, А.И. Арутюнов // Нефтепромысловое дело. – 1978. – №6. – С.46-48.
54. Прохоров А.А. Выбор критерия оптимизации при эксплуатации магистральных нефтепроводов / А.А. Прохоров // Молодежная наука нефтегазовому комплексу. – М. –2004. – С.54.
55. Прохоров А.А. Выбор оптимального режима перекачки нефти и нефтепродуктов с использованием противотурбулентных присадок / А.А. Прохоров // Тезисы докладов на 5-й научно-технической конференции «Актуальные проблемы состояния и развития нефтегазового комплекса России». – М.: РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, 2003. – С.22-23.
56. Прохоров А.А. Оптимизация режимов перекачки дизельных топлив с антифрикционными полимерными присадками/ А.А. Прохоров //Тезисы докладов 56 межвузовской студенческой научной конференции. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, 2002. – С.26.

57. Прохоров А.Д. О коэффициенте гидравлического сопротивления магистральных нефтепродуктопроводов при перекачке дизельного топлива, обработанного противотурбулентной присадкой/ А.Д. Прохоров, С.Н. Челинцев, А.В. Черников и др. //Транспорт и хранение нефтепродуктов. – 1999. – № 12. – С.4-6.
58. Прохоров А.А. Определение времени заполнения участка трубопровода противотурбулентной присадкой / А.А. Прохоров, М.В. Шереметьев // Тезисы докладов 4-ой научно-технической конференции «Актуальные проблемы состояния и развития нефтегазового комплекса России», посвященной 300-летию инженерного образования в России. – М., 2001. – С.77.
59. Рахманкулов Д.Л. Применение присадок для снижения гидравлического сопротивления и увеличения производительности трубопровода / Д.Л. Рахманкулов, Б.Н. Мастобаев, Т.В. Дмитриева и др. // Башкирский химический журнал. – 2003. – №4. – С. 20-29.
60. Саяхов Б. К. Применение противотурбулентной присадки FLO XL при транспорте западно- казахстанской нефти по нефтепроводу Узень-Атырау-Самара / Б. К. Саяхов, Р. С. Закирова, С. А. Рзиев // Нафтовое хозяйство. – 2003. – № 7. – С.114-116.
61. Седов Л.И. О снижении гидродинамического сопротивления добавками полимеров/ Л. И. Седов, В. А. Васецкая, В. А. Иоселевич и др. // Механика турбулентных потоков. – М.: Наука, 1980. – С. 7-29.
62. Середюк М.Д. Трубопровідний транспорт нафти і нафтопродуктів, / М. Д. Середюк, Й. В. Якимів, В. П. Лісафін // Підручник. – Івано-Франківськ. – 2001. – 517 с.
63. Требования и методика применения противотурбулентных присадок при транспортировке нефти по нефтепродуктопроводам ОАО «АК«Транс-Нефть». – 1999. – 60 с.
64. Хуссейн М.Н.А. Применение противотурбулентных присадок для улучшения гидравлических характеристик нефтепроводов / М.Н.А. Хуссейн, А.А. Коршак // Материалы XII международной научно-

- технической конференции «Строительство. Коммунальное хозяйство. Насосы. Трубопроводы-2008». – Том II. – Уфа: УГНТУ, 2008. – С. 71-72.
65. Хуссейн М.Н.А Улучшение параметров работы нефтепроводов путем применения противотурбулентных присадок. : Дис. Канд. Техн. Наук. – Уфа, 2009. – 121с.
66. Шишов В. И. Турбулентное течение слабых полимерных растворов при кратковременном воздействии больших сдвиговых напряжений: Дис. канд. техн. наук /В. И. Шишов. – Новосибирск, 1989. – 153 с.
67. Яковлев Е.И. Режимы газотранспортных систем/ Е.И. Яковлев, О.С.Казак, В. Б. Михалкив та ін. Львів, Світ, 1992 – 170с.
68. Burger E. D. Flow increase in the Trans ALASKA pipelines using a polymeric drag reducing additives// SPS. -1980. - №9. - P. 1-14.
69. Corino E.R. Brodkey R.S. Journal of Fluid Mechanics. - 1969. -v.37. - №1. - p.30.
70. Elata C., Tirosh I. Frictional drag reduction // Israel journal of technology. 1966.-V. 4. -№1. — P. 4-7.
71. Flow improver boosts throughput of Pakistan crude oil pipeline // Pipeline. - 1987.-V. 59. -№6. — P. 12.
72. Gadd G. E. Turbulence damping and drag reduction produced by certain additives //Nature. - 1975. -V. 216. -№ 4993. - P. 463-468.
73. Grudz V.Ya., Al-Dandal., R.S. Non-stationary processes in oil-e using anti-turbulence additives. Journal of Hydrocarbon Power Engineering. 2015, Volproduct pipelin. 2 P. 20-23
74. Hansen R.J., Little R.C. Pipe diameter, molecular weight and concentration effect on the onset of drag reduction. Chem. and Progr. Symp., 1971, 67 №111, 73-97.
75. Hoyt J. W., Fabula A. C. The effect of additives on fluid friction, Proc. 5th Symp. On Naval hydrodynamics. - Bergen. - 1964. - P. 94
76. Holt J. B. Drag reducing boost crude line through put // Oil and Gas Journal. 1990. -№10. - P. 272-272.

77. . Hout J.W. The effect of addition on fluid friction Trans // ASME, 1972, Д94 -№2. 258-285-ПЖМех., 1975, 7Б1299.
78. . Johnson B., Barchi R. Effect of drag reducing additives on boundary-layer turbulence // Journal of hydromantic, - 1968. -V.2. - P. 108-110.
79. Little R. Displacement of Aquae's Drag-Reducing Polymer Solutia // IEC Fundam. — 1969. — V.8. — P. 520-535.
80. Lowe R. The turbulent shear flow of dilute polymer solution a long chain polymers // A Thesis Presented for the Degree of Master of Engineering at University of Liverpool. - 1969. -№7. - P. 115
81. Motir J. F. Polymeric drag reduction in petroleum products // 3rd International conference on drag reduction. - University of Bristol, July 1984. - P. 1-20.
82. Mizunuma N., Ueda K., Yokouchi G. Способы уменьшения сопротивления турбулентному потоку. Synergistic effects in turbulent drag reduction by riblets and polymer additives // Trans. ASME. J. Fluids Eng. - 1999. - №3. -С. 553-540.
83. Merrill E., Smith K., Shin H. et al. Reduction of Drag in Turbulence by Dilute Polymer Solutions //Trans. Soc. Rheol. - 1966. - V.10. - P. 335-342.
84. Polymer expands crude line capacity // Pipe Line Industry, - 1985. - V.63. №1. — P. 71-72.
85. Parker C.A., Hedley A.H. A structural basis for drag-reducing agents // J. Appl. Polimer Sci. - 1974. - V. 11. - P. 3403-3421.
86. Patterson R., Abernathy F.H., Turbulent flow drag reduction and degradation witch dilute polymer solutions//J.Fluid Mech. - 1970. - v.43. - №4 - p.381-384.
87. Toms B. A. Some observations on the flow of linear polymer solutions through straight tubes at large Reynolds numbers // Proc. 1".Intern. Congr. Rheol. North Holland. - 1948.-№2. -P. 135-141
88. Van Driest E.R. Turbulent drag-reduction of polymeric solutions // J. Hydronaut. - 1970. -V.3 - №4. -P. 120-126
89. Virk P. An elastic sublayer model for drag reduction by dilute solution of linear macromolecules // Fluid Mech. - 1971. - V.45. - №3 - P. 417-440.
90. Walsh M. Theory of drag reduction in dilute high polymer flows // Trans. Soc.

91. Rheal. - 1978. - V.27. - P. 134-137
92. Whit A. A. Turbulent draft reduction with polymer additives. J. Mech. Eng. Sci.-1966.-V.8- №4. - P. 18-24.
93. Elata C., Lehrer J., Kahanovitz A. Turbulent cher flow of polymer solutions // Israel Journal Technol. - 1966. - v. 4. - № 1-2.
94. Elperin I.T., Smolskii B.M., Levental L.I. Decreasing the hydrodynamic resistance of pipelines // Intern. Chem. Eng. - 1967. - v. 7. - p.276.
95. Flow Improvers NEC ADD. Проспект фирмы «Fortum Oil and Gas Oy» // Porvoo. – 2002
96. Goudy Clay F.A. How flow improvers can reduce liquid line operating costs // Pipe Line Industry.- 1991.-v.74.-№ 6.-p. 49-51
97. Hyoung J.Choi, Myong S.Jhon. Polymer Induced Turbulent Drag Reduction // Ind. Eng. Chem. Res. - 1966. - v. 35. - p. 2993-2998
98. Keys M.S., Evans R. Gel Pig Technology Used In Pipeline Conversion // Pipeline and Gas J. - 1983. - III. - v. 220. - № 3.
99. Purnton R.J., Mitchell S. Practical applications for gelled fluid pigging // Pipe-line industry J . - 1987. - XI. - v. 66. - № 3. - p.55-56.
100. Schoneberger R., Erickson K., Curry J. Drag reducer helps boost crude thruput during hydrotest // Pipe Line Industry.-1992. - VI.-Vol. 76. - № 6.- p. 41-43.
101. W.R.Beaty, R.L. Johnston, R.L. Kramer, L.G. Warnock, G.R. Wheeler. Drag reducers increase flow in offshore pipelines without additional expansion. OGI REPORT, Aug 13, 1984. Oil & Gas Journal.
102. Liquid Power Flow Improvers LP™ III. Product Datasheet, Sep, 2005.
103. Liquid Power Flow Improvers RP™ II. Product Datasheet, Dec, 2005.

ДОДАТКИ

Додаток А

Результати вимірювань і розрахунків параметрів гідравлічного режиму потоку нафтопродукту в суміші з ПТП

Таблиця А1 - Визначення коефіцієнта гідравлічного опору без застосування ПТП

С, г/т	t, С	v, мм ² /с	d, м	Q, л/с	Re	h, мм	la _{0t}	la _{0f}
0	20	0,08	0,025	0,6	3759	38,1	0,040	0,039
0				0,7	4386	45,6	0,038	0,035
0				0,76	4762	51,9	0,038	0,033
0				0,79	4950	55,9	0,037	0,033
0				0,88	5514	79,9	0,036	0,038
0				0,91	5702	85,4	0,036	0,038
0				0,94	5890	90,4	0,036	0,038
0				1,01	6328	92,	0,035	0,034
0				1,04	6516	92,9	0,035	0,032
0				1,06	6642	101,3	0,035	0,0341
0				1,08	6767	113,2	0,034	0,036
0				1,1	6892	106,2	0,034	0,033
0				1,12	7018	120,4	0,034	0,036
0				1,14	7143	112,7	0,034	0,032
0	20	0,025	0,0254	0,65	13033	34,8	0,0296	0,0311
0				0,73	1463	39,8	0,028	0,028
0				0,79	1584	48,5	0,028	0,029
0				0,83	1664	48,8	0,027	0,026
0				0,89	1784	59,9	0,027	0,028
0				0,94	1884	67,7	0,027	0,028
0				0,99	1985	63,7	0,026	0,024
0				1,02	2045	75,1	0,026	0,027
0				1,06	2125	75,7	0,026	0,025
0				1,09	2185	86,1	0,026	0,0273
0				1,11	2225	80,4	0,025	0,024
0				1,13	2265	82,3	0,025	0,024
0				1,15	2305	84,5	0,025	0,024
0				1,18	2366	99,7	0,025	0,027
0	20	0,08	0,025	0,6	3759	38,1	0,0404	0,0399
0				0,7	4386	45,6	0,038	0,035
0				0,76	4762	51,9	0,038	0,033
0				0,79	4950	55,9	0,037	0,033
0				0,88	5514	79,9	0,036	0,038
0				0,91	5702	85,4	0,036	0,038
0				0,94	5890	90,4	0,036	0,038
0				1,01	6328	92,2	0,035	0,034
0				1,04	6516	92,9	0,035	0,032
0				1,06	6642	101,3	0,035	0,0341

C, г/г	t, С	v, мм ² /с	d, м	Q, л/с	Re	h, мм	la0t	la0f
0				1,08	6767	113,2	0,034	0,036
0				1,1	6892	106,2	0,034	0,033
0				1,12	7018	120,4	0,034	0,036
0				1,14	7143	112,7	0,034	0,032
0	20	0,025	0,025	0,65	13033	34,8	0,0296	0,0311
0				0,73	1463	39,8	0,028	0,028
0				0,79	1584	48,5	0,028	0,029
0				0,83	1664	48,8	0,027	0,026
0				0,89	1784	59,9	0,027	0,028
0				0,94	1884	67,7	0,027	0,028
0				0,99	1985	63,7	0,026	0,024
0				1,02	2045	75,1	0,026	0,027
0				1,06	2125	75,7	0,026	0,025
0				1,09	2185	86,1	0,026	0,0273
0				1,11	2225	80,4	0,025	0,024
0				1,13	2265	82,3	0,025	0,024
0				1,15	2305	84,5	0,025	0,024
0				1,18	2366	99,7	0,025	0,027

Примітка: C- концентрація; t-температура; v – кинематична вязкість; d - діаметр h-покази п'єзометра; Q - витрата; Re – число Рейнольдса; la0t, la0f - теоретичний і фактичний коефіцієнти гідравлічного опору

Таблиця А2- Результати дослідів і обчислень фактичного коефіцієнта гідравлічного опору при застосуванні ПТП ПАА і КМЦ

С, г/г	Q, л/с	Re	h,мм	lapf	С, г/г	Q, л/с	Re	h,мм	la0f
10	0,61	3822	42,3	0,036	20	0,6	3759,6	37	0,033
10	0,71	4448	50,5	0,032	20	0,71	4448,8	48,2	0,030
10	0,76	4762	55,9	0,031	20	0,75	4699,5	51,9	0,029
10	0,8	5013	61,7	0,031	20	0,79	4950,14	57,4	0,029
10	0,9	5639	88,6	0,035	20	0,89	5576,74	81,2	0,033
10	0,94	5889	97,5	0,035	20	0,93	5827,3	91,4	0,034
10	0,99	6203	107,8	0,035	20	0,98	6140,68	100,9	0,033
10	1,03	6454	103,3	0,031	20	1,02	6391,3	97,4	0,030
10	1,05	6579	101,8	0,029	20	1,05	6579,3	97,7	0,028
10	1,08	6767	113,5	0,031	20	1,08	6767,28	107,7	0,029
10	1,1	6892	126,4	0,033	20	1,1	6892,6	124	0,033
10	1,13	7080	120,7	0,030	20	1,13	7080,5	115,1	0,029
10	1,16	7268	138,9	0,033	20	1,16	7268,56	133,9	0,032
10	1,18	7394	129,9	0,030	20	1,18	7393,88	123,8	0,028
10	0,67	13434	39,4	0,028	20	0,66	13233,6	36	0,026
10	0,75	15038	44,8	0,025	20	0,74	14837,7	40,5	0,023
10	0,8	16041	53	0,026	20	0,79	15840,2	49,1	0,025
10	0,85	17043	54,4	0,024	20	0,84	16842,8	50	0,022
10	0,9	18045	65	0,025	20	0,89	17845,	60,1	0,024
10	0,95	19048	73,6	0,026	20	0,95	19048	69,3	0,024
10	1	20051	69,1	0,022	20	0,99	19850	64,1	0,021
10	1,03	20652	81,6	0,024	20	1,02	20452	75,4	0,023
10	1,05	21053	76,2	0,023	20	1,04	20853	73	0,021
10	1,1	22056	92,3	0,024	20	1,09	21855,5	86,5	0,023
10	1,14	22858	90,2	0,022	20	1,13	22657	83,9	0,021
10	1,17	23459	94,2	0,022	20	1,17	23459	88	0,020
10	1,19	23861	96,1	0,021	20	1,19	23860	91,3	0,020
10	1,21	24262	105,8	0,023	20	1,2	24061,2	98,6	0,022
10	0,62	3884,92	46,2356	0,038	20	0,61	3822,	42,5	0,036
10	0,7	4386,2	51,9498	0,034	20	0,71	4448	55,4	0,035
10	0,76	4762,16	59,2	0,033	20	0,75	4699,5	61,7	0,035
10	0,8	5012,8	67	0,033	20	0,79	4950	68,2	0,035
10	0,91	5702,06	95,7	0,037	20	0,89	5576	88,6	0,036
10	0,95	5952,7	105,1	0,037	20	0,93	5827	97,8	0,036
10	0,99	6203,34	113,9	0,037	20	0,98	6140,68	109	0,036
10	1,02	6391,32	110,3	0,034	20	1,02	6391,3	112,2	0,034
10	1,05	6579,3	117,9	0,034	20	1,05	6579,3	117	0,034
10	1,08	6767,28	122,5	0,033	20	1,08	6767,28	123,3	0,034
10	1,1	6892,6	126	0,033	20	1,1	6892,6	130,1	0,034
10	1,13	7080,58	132,6	0,033	20	1,13	7080,5	131,4	0,033
10	1,16	7268,56	143,9	0,034	20	1,16	7268,56	143,4	0,034
10	1,18	7393,88	141,5	0,032	20	1,18	7393,8	142	0,032

C, г/Т	Q, л/с	Re	h, мм	lapf	C, г/Т	Q, л/с	Re	h, мм	la0f
10	0,66	13233	40,3	0,029	20	0,66	13233,6	40,6	0,030
10	0,75	15038	48,9	0,028	20	0,74	14837,7	48,5	0,028
10	0,81	16241,3	57,3	0,028	20	0,79	15840,2	53,9	0,027
10	0,86	17243	63	0,027	20	0,84	16842,8	55,9	0,025
10	0,9	18045,9	68,8	0,027	20	0,89	17845,3	66,5	0,027
10	0,95	19048,4	77,7	0,027	20	0,95	19048,4	76,3	0,027
10	1,01	20251	80,6	0,025	20	1	20051	87,1	0,028
10	1,03	20652	86,1	0,026	20	1,02	20452	80,9	0,025
10	1,05	21053,5	84,4	0,024	20	1,04	20853	85,1	0,025
10	1,09	21855,5	92,4	0,025	20	1,1	22056,1	97,5	0,026
10	1,14	22858,1	99	0,024	20	1,13	22657,6	96,1	0,024
10	1,17	23459,6	100,5	0,023	20	1,17	23459	110,7	0,026
10	1,19	23860,6	101,4	0,023	20	1,19	23860	106,6	0,024
10	1,21	24261,7	106,2	0,023	20	1,21	24261	113,9	0,025
30	0,6	3759,6	37,6092	0,0337	40	0,61	3822,26	46,25575	0,0401
30	0,71	4448,86	51,88197	0,0332	40	0,7	4386,2	53,7726	0,0354
30	0,76	4762,16	58,90942	0,0329	40	0,75	4699,5	59,985	0,0344
30	0,81	5075,46	66,71225	0,0328	40	0,8	5012,8	67,8528	0,0342
30	0,9	5639,4	86,3784	0,0344	40	0,9	5639,4	97,4268	0,0388
30	0,94	5890,04	94,50102	0,0345	40	0,95	5952,7	106,8741	0,0382
30	0,99	6203,34	106,6447	0,0351	40	1	6266	120,59	0,0389
30	1,02	6391,32	108,0455	0,0335	40	1,02	6391,32	118,0438	0,0366
30	1,04	6516,64	107,63	0,0321	40	1,05	6579,3	118,9377	0,0348
30	1,07	6704,62	116,7684	0,0329	40	1,07	6704,62	122,802	0,0346
30	1,09	6829,94	123,3842	0,0335	40	1,09	6829,94	129,2772	0,0351
30	1,12	7017,92	124,8253	0,0321	40	1,12	7017,92	138,0467	0,0355
30	1,15	7205,9	132,8319	0,0324	40	1,15	7205,9	145,1312	0,0354
30	1,18	7393,88	140,7159	0,0326	40	1,18	7393,88	148,0539	0,0343
30	0,67	13434,17	44,25256	0,0318	40	0,65	13033,15	40,8642	0,0312
30	0,74	14837,74	50,24778	0,0296	40	0,75	15038,25	51,09188	0,0293
30	0,79	15840,29	55,52618	0,0287	40	0,79	15840,29	56,49353	0,0292
30	0,84	16842,84	59,93366	0,0274	40	0,85	17043,35	67,64045	0,0302
30	0,89	17845,39	64,33436	0,0262	40	0,9	18045,9	77,5899	0,0309
30	0,94	18847,94	73,95732	0,027	40	0,94	18847,94	81,62697	0,0298
30	1	20051	86,18	0,0278	40	1	20051	91,14	0,0294
30	1,02	20452,02	82,56614	0,0256	40	1,02	20452,02	92,56439	0,0287
30	1,05	21053,55	86,81085	0,0254	40	1,05	21053,55	96,72233	0,0283
30	1,1	22056,1	97,1509	0,0259	40	1,1	22056,1	104,6529	0,0279
30	1,12	22457,12	95,27168	0,0245	40	1,15	23058,65	119,3027	0,0291
30	1,16	23259,16	106,7868	0,0256	40	1,17	23459,67	121,791	0,0287
30	1,19	23860,69	108,8698	0,0248	40	1,19	23860,69	118,0886	0,0269
30	1,22	24462,22	115,8124	0,0251	40	1,21	24261,71	122,999	0,0271

Продовження таблиці А2

С, г/т	Q, л/с	Re	h, мм	lapf
50	0,6	3759,6	42,8	0,0384
50	0,71	4448,86	52,5	0,0336
50	0,76	4762,16	57,8	0,0323
50	0,91	5702,06	82,4	0,0321
50	0,89	5576,74	91,5	0,0373
50	0,93	5827,38	99,7	0,0372
50	0,98	6140,68	110,4	0,0371
50	1,02	6391,32	105,4	0,0327
50	1,05	6579,3	106,2	0,0311
50	1,08	6767,28	117,8	0,0326
50	1,1	6892,6	131,6	0,0351
50	1,12	7017,92	123,6	0,0318
50	1,14	7143,24	129,3	0,0321
50	1,17	7331,22	125,1	0,0295
50	0,66	13233,6	38,6	0,0286
50	0,75	15038,2	48,1	0,0276
50	0,8	16040,8	50,1	0,0253
50	0,84	16842,8	59,2	0,0271
50	0,89	17845,3	69,2	0,0282
50	0,95	19048,4	64,9	0,0232
50	1,01	20251,5	81,5	0,0258
50	1,03	20652,5	79,2	0,0241
50	1,05	21053,5	88,5	0,0259
50	1,1	22056,1	87,7	0,0234
50	1,13	22657,6	91,4	0,0231
50	1,16	23259,1	95,5	0,0229
50	1,19	23860,6	112,3	0,0256
50	1,21	24261,7	112,1	0,0247
50	0,6	3759,6	45,8	0,0411
50	0,72	4511,52	63,6	0,0396
50	0,76	4762,16	69,6	0,0389
50	0,91	5702,06	99,3	0,0387
50	0,89	5576,74	98,4	0,0401
50	0,95	5952,7	113	0,0404
50	0,98	6140,68	120,8	0,0406
50	1,02	6391,32	128,3	0,0398
50	1,05	6579,3	133,9	0,0392
50	1,08	6767,28	139,5	0,0386
50	1,1	6892,6	142,1	0,0379
50	1,12	7017,92	148,9	0,0383
50	1,14	7143,24	152,	0,0379

Додаток Б

Результати дослідів з визначення оптимальних концентрацій проти турбулентних присадок ПАА і КМЦ

Таблиця Б1 – визначення оптимальних концентрацій сумішей дизельне пальне – ПАА гас-ПАА

Число Re	Коефіцієнт гідравлічного опору при концентрації						коефіцієнт зниження опору при концентрації				
	0 г/м3	10 г/м3	20 г/м3	30 г/м3	40 г/м3	50 г/м3	10 г/м3	20 г/м3	30 г/м3	40 г/м3	50 г/м3
Присадка ПАА -дизельне пальне; ПАА-гас											
3759	0,0399	0,0367	0,0332	0,0344	0,0375	0,038	0,0802	0,1179	0,1178	0,0602	0,0376
4386	0,0351	0,0323	0,0309	0,0312	0,0329	0,034	0,0797	0,1196	0,1111	0,0627	0,0427
4762	0,0339	0,0312	0,0298	0,0302	0,0319	0,032	0,0796	0,1209	0,1091	0,0589	0,0472
4950	0,0338	0,0311	0,0297	0,0301	0,0317	0,032	0,0799	0,1213	0,1095	0,0621	0,0503
5514	0,0389	0,0353	0,0331	0,0341	0,0365	0,037	0,0925	0,1281	0,1234	0,0617	0,0411
5702	0,0389	0,0356	0,0341	0,0342	0,0364	0,037	0,0925	0,1234	0,1208	0,0642	0,0437
5890	0,0386	0,0355	0,0339	0,0343	0,0362	0,037	0,0803	0,1218	0,1114	0,0622	0,0389
6328	0,0341	0,0314	0,0302	0,0304	0,0321	0,033	0,0792	0,1144	0,1085	0,0586	0,0418
6516	0,0324	0,0298	0,0286	0,0298	0,0305	0,031	0,0878	0,1173	0,1105	0,0586	0,0401
6642	0,0341	0,0314	0,0298	0,0303	0,0321	0,033	0,0792	0,1261	0,1114	0,0586	0,0439
6767	0,0366	0,0337	0,0332	0,0323	0,0344	0,035	0,0792	0,1267	0,1175	0,0601	0,0702
6892	0,0331	0,0305	0,0291	0,0294	0,0311	0,032	0,0785	0,1268	0,1118	0,0604	0,0623
7018	0,0362	0,0333	0,0321	0,0322	0,0329	0,033	0,0901	0,1279	0,1206	0,0912	0,0856
7143	0,0327	0,0301	0,0287	0,0293	0,0307	0,031	0,0995	0,1364	0,1205	0,0612	0,0551
13033	0,0311	0,0283	0,0267	0,0296	0,0289	0,029	0,09	0,1115	0,1111	0,0636	0,0301
14637	0,0282	0,0257	0,0239	0,0248	0,0262	0,028	0,0886	0,1325	0,1206	0,0709	0,0213
15840	0,0293	0,0267	0,0254	0,0254	0,0272	0,028	0,0887	0,1331	0,1131	0,0716	0,0341
16642	0,0267	0,0243	0,0229	0,0231	0,0237	0,027	0,0899	0,1423	0,1123	0,0721	0,0149
17845	0,0285	0,0259	0,0245	0,0251	0,0281	0,028	0,0912	0,1403	0,1193	0,0734	0,0105
18848	0,0289	0,0263	0,0248	0,0254	0,0268	0,028	0,0899	0,1419	0,1212	0,0727	0,0242
19850	0,0245	0,0223	0,0211	0,0221	0,0229	0,024	0,0898	0,1387	0,0979	0,0653	0,0286
20452	0,0272	0,0248	0,0234	0,0239	0,0252	0,024	0,0882	0,1397	0,1213	0,0735	0,0113
21254	0,0254	0,0233	0,0218	0,0227	0,0234	0,026	0,0827	0,1417	0,1063	0,0787	0,0118
21855	0,0273	0,0246	0,0235	0,0242	0,0253	0,025	0,0989	0,1392	0,0989	0,0733	0,0369
22256	0,0246	0,0224	0,0212	0,0217	0,0237	0,023	0,0894	0,1392	0,1179	0,0726	0,0366
22658	0,0243	0,0222	0,0209	0,0233	0,0234	0,024	0,0864	0,1299	0,1041	0,0731	0,0165
23058	0,0241	0,0219	0,0208	0,0215	0,0225	0,024	0,0913	0,1369	0,1079	0,0622	0,0207
23660	0,027	0,0233	0,0221	0,0236	0,0251	0,026	0,0737	0,1453	0,1259	0,0704	0,0481

Таблиця Б2 – визначення оптимальних концентрацій сумішей дизельне пальне - КМЦ ; гас - КМЦ

Число Re	Коефіцієнт гідравлічного опору при концентрації						коефіцієнт зниження опору при концентрації				
	0 г/м3	10 г/м3	20 г/м3	30 г/м3	40 г/м3	50 г/м3	10 г/м3	20 г/м3	30 г/м3	40 г/м3	50 г/м3
Присадка КМЦ-дизельне пальне; КМЦ-гас											
3759	0,0399	0,0388	0,0369	0,0337	0,0401	0,041	0,0276	0,0152	0,1056	0,005	0,00301
4386	0,0351	0,0342	0,0355	0,0332	0,0354	0,04	0,0256	0,0114	0,1151	0,0081	0,01129
4762	0,0339	0,0331	0,0354	0,0329	0,0344	0,039	0,0236	0,0122	0,1232	0,0104	0,01322
4950	0,0338	0,0339	0,0353	0,0328	0,0342	0,039	0,0296	0,0112	0,1021	0,0101	0,01023
5514	0,0389	0,0373	0,0361	0,0344	0,0388	0,04	0,0411	0,0172	0,1156	0,0187	0,003976
5702	0,0389	0,0376	0,0365	0,0345	0,0382	0,04	0,0334	0,0167	0,1131	0,018	0,007612
5890	0,0386	0,0375	0,0367	0,0351	0,0389	0,041	0,0285	0,0492	0,0907	0,0078	0,00457
6328	0,0341	0,0342	0,0348	0,0335	0,0366	0,04	0,0293	0,0123	0,1073	0,0077	0,004367
6516	0,0324	0,0345	0,0343	0,0321	0,0348	0,039	0,0362	0,0155	0,0988	0,0075	0,00576
6642	0,0341	0,0339	0,0341	0,0329	0,0346	0,039	0,0584	0,0121	0,1324	0,0142	0,00567
6767	0,0366	0,0336	0,0347	0,0335	0,0351	0,038	0,082	0,0519	0,1184	0,0141	0,004538
6892	0,0331	0,0335	0,0332	0,0321	0,0355	0,038	0,0723	0,0321	0,1121	0,0077	0,00598
7018	0,0362	0,0345	0,0344	0,0324	0,0354	0,038	0,047	0,0497	0,1049	0,0122	0,004325
7143	0,0327	0,0328	0,0329	0,0326	0,0343	0,037	0,0506	0,0167	0,1142	0,0043	0,006109
13033	0,0311	0,0299	0,0301	0,0318	0,0312	0,032	0,0386	0,0322	0,0811	0,0032	0,002354
14637	0,0282	0,0281	0,0286	0,0296	0,0293	0,031	0,0355	0,0056	0,0959	0,0039	0,004376
15840	0,0293	0,0282	0,0279	0,0287	0,0292	0,031	0,0375	0,0478	0,0898	0,0034	0,003254
16642	0,0267	0,0275	0,0256	0,0274	0,0302	0,03	0,0297	0,0412	0,09	0,0031	0,00342
17845	0,0285	0,0274	0,0271	0,0262	0,0309	0,031	0,0386	0,0491	0,1012	0,0027	0,001278
18848	0,0289	0,0278	0,0273	0,027	0,0298	0,029	0,0381	0,0554	0,1043	0,0391	0,004398
19850	0,0245	0,0255	0,0281	0,0278	0,0294	0,029	0,004	0,0342	0,0999	0,0212	0,005461
20452	0,0272	0,0262	0,0251	0,0256	0,0287	0,03	0,0368	0,0772	0,0922	0,0354	0,004351
21254	0,0254	0,0247	0,0254	0,0254	0,0283	0,029	0,0276	0,0123	0,0891	0,0143	0,001265
21855	0,0273	0,0251	0,026	0,0259	0,0279	0,029	0,0806	0,0476	0,1011	0,0325	0,004353
22256	0,0246	0,0246	0,0243	0,0245	0,0291	0,029	0,0021	0,0122	0,0976	0,0124	0,004367
22658	0,0243	0,0237	0,0261	0,0256	0,0287	0,029	0,0247	0,0204	0,1023	0,0112	0,003454
23058	0,0241	0,0231	0,0243	0,0248	0,0269	0,028	0,0415	0,0655	0,0975	0,0115	0,005461
23660	0,027	0,0234	0,0251	0,0251	0,0271	0,028	0,0133	0,0704	0,1095	0,0188	0,003218

Додаток В

Текст програми для розрахунку нестационарних режимів магістральних
нафтопроводів

```

Procedure TP(j,k:integer);           //процедура TP
label MT1,MT2,MT3,MT6,MT7,MT9,MT10,MT11,MT15;
Var
UP,UT,UM,UR,US:real;
TG,DH,PC,P,T, A1,A2,A3,A4,A5,A6,A7,A8:real;
D,Z2,DD,DZ2:array[1..3700] of double;
I,IK,N:integer;
II,k11,JJ,ident:integer;
AGE, ZP,ZT,ZM,RO,ROT,Rox,B1,B2,B3,B4,DEF,DEN,A9,A10:double;
A11,D9,DTB,DRP,DRT,DLP,DLT:double;
cp,al,RoCP1,RoCP2,Ro1,Ro2,Ro3: double;
EA,DEA:array[1..700,1..2] of double;
Mr,M0:double;

Procedure Coeff;                   //процедура Coeff

var HU,RE,PR,AF:double;
    Y6,Y7,Y8,zz2,RM:double;
    Dcoe:double;
begin                               //початок процедури Coeff
Dcoe:=D1M[J];
Y6:=T/100.; Y7:=power(Y6,2); Y8:=P/1.E+6;
RM:=8314.5/16.41467;
RO:=830;
CP:=UCP[1]+UCP[2]*Y6+UCP[3]*Y8+UCP[4]*Y6*Y8+UCP[5]*Y7;
AL:=UAL[1]+UAL[2]*Y6+UAL[3]*Y8+UAL[4]*Y6*Y8+UAL[5]*Y7;
dlp:=UAL[3]/1.E+6+UAL[4]*Y6/1.E+6;
dlt:=UAL[2]/100+UAL[4]*Y8/100+UAL[5]*2*Y6/100;
drt:=-0.001315;
drp:=1/3000/3000;
cp:=cp*1000;
A10:=AL/(RO*CP);
A9:=-DRT/DRP;
HU:=1.E-6*(H01+H02*T/100);
A2:=-3.14*Dcoe*Dcoe/4;
A1:=Mr/(RO*A2);
RE:=-A1*Dcoe/HU;
RE:=ABS(RE);
pc:=Eps[j]*123 + (1,7/ power(RE,0.5));
A3:=A1*PC/(2*Dcoe);

```

```

begin
for i:=k+1 downto 2 do
begin
if (i>2) and (i<k+1) then
begin
P:=(D[i-1]+d[i])/2;
T:=(D[K+i-1]+D[K+i])/2;
Mr:=(D[3*K+i-1]+D[3*K+i])/2;
COEFF;
RoCP1:=RO;
P:=(D[i+1]+d[i])/2;
T:=(D[K+i+1]+D[K+i])/2;
Mr:=(D[3*K+i+1]+D[3*K+i])/2;
COEFF;
RoCP2:=RO;
P:=D[i-1];
T:=D[K+i-1];
Mr:=D[3*K+i-1];
COEFF;
Ro1:=RO;
P:=D[i];
T:=D[K+i];
Mr:=D[3*K+i];
COEFF;
Ro2:=RO;
P:=D[i+1];
T:=D[K+i+1];
Mr:=D[3*K+i+1];
COEFF;
Ro3:=RO;
end;
P:=D[i];
T:=D[k+i];
Mr:=D[3*k+i];
Coeff;
DEN:=A2*DTB*A4/sqr(DX[J,I-1])/DX[J,I];
B1:=-A1/(DX[J,I-1]+DX[J,I])-
  {DEN}DTB*(A2*A4)/sqr(DX[J,I-1])/DX[J,I]*DX[j,i-1];
B2:=-1/DTB-
  {DEN}DTB*(A2*A4)/sqr(DX[J,I-1])/DX[J,I]*(DX[J,I-1]+DX[J,I])-
  abs(A3);
B3:=A1/(DX[J,I]+DX[J,I-1])-
  {DEN}DTB*(A2*A4)/sqr(DX[J,I-1])/DX[J,I]*DX[j,i];
if i=k+1 then
begin

```

```

B4:=-Z[J,3*K+I]/DTB-
  A2*(Z[J,I]-Z[J,I-2])/(DX[J,I-1]+DX[J,I-2])-
  A2*UE[J,I-1]*ro;
end;
if (i>2) and (i<k+1) then
begin
B4:=-Z[J,3*K+I]/DTB-
  A2*(Z[J,I+1]-Z[J,I-1])/((DX[J,I-1]+DX[J,I]))-
  0.5*A2*(RoCP1*UE[J,I-1]+RoCP2*UE[J,I])+
  0.5*A2*((Ro1-Ro2)*UE[J,I-1]+(Ro3-Ro2)*UE[J,I]);
end;
if i=2 then
begin
b4:=-Z[J,3*K+I]/DTB-
  A2*(Z[J,I+2]-Z[J,I])/(DX[J,I]+DX[J,I+1])-A2*UE[J,I]*ro;
end;
DEF:=B2-B1*EA[I+1,1];
EA[1,1]:=B3/DEF;
EA[I,2]:=(B4+B1*EA[I+1,2])/DEF;
end;
P:=D[3];
T:=D[K+3];
Mr:=D[3*K+3];
rox:=ro;
COEFF;
P:=Z[j,2];
T:=Z[j,K+2];
Mr:=Z[j,3*K+2];
COEFF;
rot:=ro;
for ii:=1 to KIZOL do
begin
if j=IZOL[II] then
begin
M0:=(D[3*K+2]-EA[2,2])/EA[2,1];
FOR I:=3 TO K+1 DO
BEGIN
D[3*K+I]:=EA[I,1]*D[3*K+I-1]+EA[I,2];
END;
P:=d[2];
T:=D[K+2];
Mr:=D[3*K+2];
COEFF;
D[2]:=Z[J,2]+DTB*A4*(D[3*K+3]-M0)/(DX[J,1]+DX[J,2])+
  A9*(D[k+2]-Z[j,k+2]);

```



```

    goto MT8;
  end;
end;
for i:=1 to KS do // Граничні умови виду М-М
  begin
    if (j=S[I]) and (FrmRQandHZP.RadioButton2.checked) then
      begin
        M0:=(D[3*K+2]-EA[2,2])/EA[2,1];
        FOR li:=3 TO K+1 DO
          BEGIN
            D[3*K+li]:=EA[li,1]*D[3*K+li-1]+EA[li,2];
          END;
        P:=d[2];
        T:=D[K+2];
        Mr:=D[3*K+2];
        COEFF;
        D[2]:=Z[J,2]+DTB*A4*(D[3*K+3]-M0)/DX[J,2]+
          A9*(D[k+2]-Z[j,k+2]);
        goto MT8;
      end;
    end;
  end;
  M0:=(D9*DX[J,2]*(2-L)-EA[3,1]*EA[2,2]-EA[3,2])/(EA[3,1]*EA[2,1]-1);
  D[3*K+2]:=EA[2,1]*M0+EA[2,2];
  for l:=3 TO K+1 do
    begin
      D[3*K+l]:=EA[l,1]*D[3*K+l-1]+EA[l,2];
    end;
  end;
MT8:D[K+2]:= (ro*CP*Z[J,K+2]/DTB+
  RO*CP*A1*D[K+3]/DX[J,2]+
  (D[2]-Z[J,2])/dtb+
  Ro*CP*A5*D[2*K+2]+
  ue[j,2]*a1*ro+
  DLT*(D[k+3]-D[k+2])/DX[J,2]*D[k+3]/DX[J,2]+
  DLP*(D[3]-D[2])/DX[J,2]*D[K+3]/DX[J,2]+
  AL*(D[K+4]-2*D[K+3])/DX[J,2]/DX[J,2] +

  D[k+2]/RO*DRT*
  ((D[2]-Z[J,2])/DTB+
  (4*D[3*k+2]/3.14/D1M[J]/D1M[J]/ro)*
  (D[3]-D[2])/dx[J,2] )-

  (4*D[3*k+2]/3.14/D1M[J]/D1M[J]/ro)*
  (D[3]-d[2])/dx[J,2]-

  ((RO*sqr(4*D[3*k+2]/3.14/DIM[J]/DIM[J]/RO)/2-

```

ROT* sqrt(4*Z[J,3*k+2]/3 π 4/D1 M[J]/D 1 M[J]/ROT)/2)/dtb+

(4*D[3*k+2]/3.14/D1M[J]/D1M[J]/ro)*

(ROX*sqrt(4*D[3*k+3]/3.14/D1M[J]/D1M[J]/ROX)/2-
RO*sqrt(4*D[3*k+2]/3.14/D1M[J]/D1M[J]/RO)/2)/dx[J,2])/

(RO*CP/DTB+
a1*ro*cp/dx[J,2]+
RO*CP*A5+
DLT*(D[K+3]-D[K+2])/DX[J,2]/DX[J,2]+
DLP*(D[3]-D[2])/DX[J,2]/DX[J,2]-
AL/DX[J,2]/DX[J,2]);

D[2*k+2]:= (Z[j,2*k+2]/DTB+
A6*D[k+2]+
A7*TG+
A8*(D[2*K+4]-2*D[2*K+3])/DX[J,2]/DX[J,2])/

(A6+A7+1./DTB-A8/DX[J,2]/DX[J,2]);

for I:=3 TO K+1 do

begin

if i<k+1 then

begin

P:=(D[i-1]+d[i])/2;

T:=(D[K+i-1]+D[K+i])/2;

Mr:=(D[3*K+i-1]+D[3*K+i])/2;

COEFF; RoCP1:=RO;

P:=(D[i+1]+d[i])/2;

T:=(D[K+i+1]+D[K+i])/2;

Mr:=(D[3*K+i+1]+D[3*K+i])/2;

COEFF; RoCP2:=RO;

P:=Z[j,I];

T:=Z[j,K+I];

Mr:=Z[j,3*K+I];

COEFF; rot:=ro;

P:=D[I];

T:=D[K+I];

Mr:=D[3*K+I];

COEFF;

D[I]:=Z[J,I]+

DTB*A4*(D[3*K+I+1]-D[3*K+I-1])/(DX[J,I]+DX[J,I-1])+

A9*(D[k+i]-Z[j,k+i]);

```

D[K+I]:=(RO*CP*Z[J,K+I]/DTB+
RO*CP*A1*(D[k+i+1]-D[K+I-1])/(DX[J,I]+DX[J,I-1])+
(D[I]-Z[J,I])/dtb+
RO*CP*A5*D[2*K+I]+
0.5*(ue[j,i-2]*RoCP1+ue[j,i-1]*RoCP2)*a1+
AL*(D[k+I+1]+D[K+I-1])/DX[J,I-1]/DX[J,I-1]+
DLT*sqr(D[K+I+1]-D[K+I-1])/DX[J,I-1]/DX[J,I-1]/4+
DLP*(D[I+1]-D[I-1])*(D[K+I+1]-D[K+I-1])/DX[J,I-1]/DX[J,I-1]/4+

```

```

D[k+I]/RO*DRT*

```

```

( (D[I]-Z[J,I])/DTB+
(4*D[3*k+I]/3.14/D1M[J]/D1M[J]/ro)*
(D[I+1]-D[I-1])/(dx[J,I-1]+dx[J,I]) )-

```

```

(4*D[3*k+I]/3.14/D1M[J]/D1M[J]/ro)*
(D[I+1]-d[I-1])/(dx[J,I-1]+dx[J,I])-

```

```

( ( RO*power((4*D[3*k+I]/3.14/D1M[J]/D1M[J]/RO),2)/2-
ROT*power((4*Z[J,3*k+I]/3.14/D1M[J]/D1M[J]/ROT),2)/2 )/dtb+

```

```

(4*D[3*k+I]/3.14/D1M[J]/D1M[J]/ro)*

```

```

( RO3*power((4*D[3*k+I+1]/3.14/D1M[J]/D1M[J]/RO3),2)/2-
RO1*power((4*D[3*k+I-1]/3.14/D1M[J]/D1M[J]/RO1),2)/2)/
(dx[J,I-1]+dx[J,I]))/

```

```

(ro*CP/DTB+
Ro*CP*A5+
AL*2/DX[J,I-1]/DX[J,I]);

```

```

D[2*k+i]:=(Z[j,2*k+i]/DTB+
A6*D[k+i]+A7*TG+
A8*(D[2*K+I+1]+D[2*K+I-1])/DX[J,I]/DX[J,I-1])/

```

```

(1./DTB+A6+A7+A8*2/DX[J,I-1]/DX[J,I]);

```

```

end;

```

```

if i=k+1 then

```

```

begin

```

```

P:=D[i-1];

```

```

T:=D[k+i-1];

```

```

Mr:=D[3*K+i-1];

```

```

COEFF;

```

```

rox:=ro;

```

P:=Z[j,2];
 T:=Z[j,K+2];
 Mr:=Z[j,3*K+2];
 COEFF;
 rot:=ro;
 P:=D[I];
 T:=D[K+I];
 Mr:=D[3*K+I];
 COEFF;

D[I]:=Z[J,I]+
 DTB * A4 * (D [3 * K+I] -D [3 *K+I-2])/(DX[J I-1]
 +DX[J I-2])+
 A9*(D[k+i]-Z[j,k+i]);

D[K+I]:= (ro*CP*Z[J,K+I]/DTB-
 RO*CP*A1*D[K+I-1]/DX[J,I-1]+
 (D[I]-Z[J,I])/dtb+
 Ro*CP*A5*D[2*K+I]+
 ue[j,i-1]*a1*ro-
 DLT*(D[k+i]-D[k+i-1])/DX[J,I-1]*D[k+i-1]/DX[J,I-1]-
 DLP*(D[i]-D[i-1])/DX[J,I-1]*D[K+i-1]/DX[J,I-1]+
 AL*(D[K+I-2]-2*D[K+I-1])/DX[J,I-1]/DX[J,I-1]+

D[k+I]/RO*DRT*
 ((D[I]-Z[J,I])/DTB+
 (4*D[3*k+I]/3.14/D1M[J]/D1M[J]/ro)*
 (D[I]-D[I-1])/dx[J,I-1])-

(4*D[3*k+I]/3.14/D1M[J]/D1M[J]/ro)*
 (D[I]-d[I-1])/dx[J,I-1]-

((RO*power((4*D[3*k+I]/3.14/D1M[J]/D1M[J]/RO),2)/2-
 ROT*power((4*Z[J,3*k+I]/3.14/D1M[J]/D1M[J]/ROT),2)/2)/dtb+

(4*D[3*k+I]/3.14/D1M[J]/D1M[J]/ro)*

(RO*power((4*D[3*k+I]/3.14/D1M[J]/D1M[J]/RO),2)/2-
 ROX*power((4*D[3*k+I-1]/3.14/D1M[J]/D1M[J]/ROX),2)/2)/dx[J,I-1])/

(RO*CP/DTB-
 a1*ro*cp/dx[J,I-1]+
 RO*CP*A5-
 DLT*(D[K+i]-D[K+i-1])/DX[J,I-1]/DX[J,I-1]-

```

DLP*(D[I]-D[I-1 ])/DX[J,I-1 ]/DX[J,I-1
]- AL/DX [J,I-1 ]/DX[ J,I-1 ] );

D[2*k+i]:= (Z[j,2*k+i]/DTB+
A6*D[k+i]+
A7*TG+
A8*(D[2*K+I-2]-2*D[2*K+I-1])/DX[J,I-1]/DX[J,I-1])/
(A6+A7+1./DTB-A8/DX[J,I-1]/DX[J,I-1]);

    end;
    END;
end;                                     // L5
d[4*k+1]:=z[j,4*k+1];
IF L=1 THEN
    begin
    for l:=2 TO 4*K+1 do
        begin
        Z2[l]:=Z[J,l];
        Z[J,l]:=D[l];
        END;
    END;
END;                                     // L

end;                                     //кінець процедури NeStac

begin                                     //початок процедури TP
MT1:DTB:=TM-T0[j]; N:=4*k+3;
TG:=TOC[j]; DH:=DHR[j];
AGE:=AGL[j];
HZE:=HL[j]; Z[j,3700]:=Z[j,3*k+2];
if FL=-1 then Z[j,3*k+2]:=Z[j,4*k+1]
else
    begin
    If FL=0 then
        begin
        if (frmPochUm.radiobutton2.checked=true) or
            (FrmPochUm.RadioButton3.Checked=true) then
            begin
            // Якщо задані початкові умови для кожної точки
            for i:=1 to k do
                begin
                z[j,i+1] := StrToFloat(FrmPochUm.Stringgrid1.Cells[j,i]);
                z[j,k+i+1] := StrToFloat(FrmPochUm.Stringgrid2.Cells[j,i]);

```

```

z[j,2*k+i+1] := StrToFloat(FrmPochUm.Stringgrid3.Cells[j,i]);
z[j,3*k+i+1] := StrToFloat(FrmPochUm.Stringgrid4.Cells[j,i]);
end;
end
else
begin
// Розрахунок початкових умов
For i:=3 to k+1 do
begin
Z[j,i]:=z[j,i-1];
Z[j,k+i]:=z[j,k+i-1];
Z[j,2*k+i]:=z[j,2*k+i-1];
Z[j,3*k+i]:=z[j,3*k+i-1];
end;
Mr:=z[j,3*k+2];
for ii:=1 to 5 do
begin
for i:=3 to k+1 do
begin
Stac;
end; // i:=3...k+1
end; // ii
end; //frmPochUm.radiobutton2/3=UNchecked
for jj:=1 to StrToInt(FrmIdentyf.Edit1.text) do
begin
if StrToInt(FrmIdentyf.Stringgrid1.Cells[jj,1])=j then
begin
If abs(StrToFloat(FrmMain.edit5.Text)-
StrToFloat(FrmIdentyf.Stringgrid1.Cells[jj,4]))<0.0001 then
begin
ITP[jj]:=ITP[jj]+1;
Repeat
begin
P:=Z[J,2];
T:=Z[J,K+2];
Mr:=Z[J,3*K+2];
DZ[J,2*K+3]:=DZ[J,2*K+2];
for ii:=1 to 5 do
begin
for i:=3 to k+1 do
begin
Stac;
end; // i:=3...k+1
end; // ii
end;
end;
end;
end;
end;
end;
end;

```

```

    until ident=0;
    end; // JJ-тий параметр поступає з моменту часу T0
    end; // J-агрегат, по якому здійснюється ідентифікація;
end; // jj=1..FrmIdentyf.Edit1.text
end //FL=0
else
begin
for i:=1 to KIZOL do
begin
if j=IZOL[i] then
begin
ZP:=Z[J,3*k+2]-Z[J,4*K+4];
UP:=DTB*ABS(ZP)*100/DX[j,2]*100/DX[J,k]/1530.+1;
goto MT11;
end;
end;
for i:=1 to KS do // Граничні умови виду М-М
begin
if (j=S[i]) and (FrmRQandHZP.RadioButton2.checked) then
begin
ZP:=Z[J,3*k+2]-Z[J,4*K+4];
UP:=DTB*ABS(ZP)*100/DX[j,2]*100/DX[J,k]/1530.+1;
goto MT11;
end;
end;
ZP:=Z[j,2]-Z[j,4*k+4];
UP:=DTB*ABS(ZP)*100/DX[j,2]*100/DX[J,k]/52.5E+4+1;
MT11:ZT:=Z[j,k+2]-Z[j,4*k+5];
ZM:=Z[j,4*k+1]-Z[j,k*4+6];
UT:=DTB*ABS(ZT)*100/DX[j,2]*100/DX[J,k]/459.+1;
UM:=ABS(ZM)*DTB*100/DX[j,2]*100/DX[J,k]/1530.+1;
UR:=UP;
if UT>UR then UR:=UT;
if UM>UR then UR:=UM; UR:=round(UR);
ZT:=ZT/UR; ZM:=ZM/UR; ZP:=ZP/UR; DTB:=DTB/UR;
US:=1;
while US<=UR do
begin
us:=US+1;
for i:=1 to KIZOL do
begin
if j=izol[i] then
begin
z[j,3*k+2]:=z[j,4*k+4]+ZP;
goto MT6;

```

```

    end;
  end;
  for i:=1 to KS do // Граничні умови виду М-М
  begin
    if (j=S[I]) and (FrmRQandHZP.RadioButton2.checked) then
      begin
        z[j,3*k+2]:=z[j,4*k+4]+ZP;
        goto MT6;
      end;
    end;
    Z[j,2]:=Z[j,4*k+4]+ZP;
  mt6:Z[j,k+2]:=Z[j,4*k+5]+ZT;
    Z[j,4*k+1]:=Z[j,4*k+6]+ZM;
    For i:=2 to 4*k+2 do D[i]:=Z[j,i];
    P:=D[2]; T:=Z[j,k+2];
    Mr:=Z[j,3*k+2]; Coeff; P:=Z[j,4*k+4];
    for i:=1 to KIZOL do
      begin
        if j=IZOL[I] then
          begin
            P:=Z[j,2];
            goto MT7;
          end;
        end;
      end;
    for i:=1 to KS do // Граничні умови виду М-М
      begin
        if (j=S[I]) and (FrmRQandHZP.RadioButton2.checked) then
          begin
            P:=Z[j,2];
            goto MT7;
          end;
        end;
      end;
    P:=Z[J,4*K+4];
    Z[j,2]:=P;
  MT7:T:=Z[J,4*K+5];
    Z[j,k+2]:=T;
    ROT:=RO;
    coeff;
    D9:=(ROT-RO)*A2/DTB;
    NeStac;
    for I:=2 TO 4*K+1 do
      begin
        Z[J,I]:=(D[I]+Z2[I])/2;
        DZ[J,I]:=(DD[I]+DZ2[I])/2;
      end;
    END;

```



```

for i:=1 to KIZOL do
  begin
    if j=IZOL[I] then
      begin
        Z[J,4*K+4]:=Z[J,3*k+2];
        goto MT9;
      end;
    end;
  for i:=1 to KS do // Граничні умови виду М-М
    begin
      if (j=S[I]) and (FrmRQandHZP.RadioButton2.checked) then
        begin
          Z[J,4*K+4]:=Z[J,3*k+2];
          goto MT9;
        end;
      end;
      Z[J,4*K+4]:=Z[J,2];
    MT9:Z[J,4*K+5]:=Z[J,K+2];
      Z[J,4*K+6]:=Z[J,4*K+1];
      END; // UR
    end; // else do П
  for I:= 2 TO K+1 do
    begin
      IF (Z[J,I]>PMAX) or (Z[J,I]<PMIN) THEN
        begin
          Mr:=0;
          str(j, strin); str(PMIN, strin1); str(PMAX, strin2); str(Z[j,i], strin3);
          if (MessageBox(0, PChar('TM='+FloatToStrf(TM, ffFixed, 5, 0)+' J='+
            FloatToStrf(j, ffFixed, 5, 0)+
            ' I='+FloatToStrf(i, ffFixed, 5, 0)+
            ' PMIN='+FloatToStrf(Pmin, ffFixed, 5, 0)+
            ' PMAX='+FloatToStrf(Pmax, ffFixed, 5, 0)+
            ' P='+FloatToStrf(Z[j,i], ffFixed, 5, 0)+
            ' чи будуть виправлення?'),
            'Значення тиску за межами допустимих', MB_YESNO)=IDYES) then
            begin
              stop:=true;
              exit;
            end;
          END;
        IF (Z[J,I+K]>TMAX) or (Z[J,I+K]<TMIN) THEN
          begin
            Mr:=0;
            str(j, strin); str(TMIN, strin1); str(TMAX, strin2); str(Z[J,I+K], strin3);
            if (MessageBox(0, PChar('TM='+FloatToStrf(TM, ffFixed, 5, 0)+' J='+

```

```

FloatToStrf(j,ffFixed,5,0)+
' I='+FloatToStrf(i,ffFixed,5,0)+
' TMIN='+FloatToStrf(Tmin,ffFixed,5,0)+
' TMAX='+FloatToStrf(Tmax,ffFixed,5,0)+
' T='+FloatToStrf(Z[j,k+i],ffFixed,5,0)+
' чи будуть виправлення?'),
'Значення температури за межами допустимих',MB_YESNO)=IDYES) then
begin
stop:=true;
exit;
end;
END;
END;
END; // else do I
MT15:for i:=1 to KIZOL do
begin
if j=IZOL[I] then
begin
Z[J,4*K+4]:=Z[J,3*k+2];
goto MT10;
end;
end;
for i:=1 to KS do // Граничні умови виду М-М
begin
if (j=S[I]) and (FrmRQandHZP.RadioButton2.checked) then
begin
Z[J,4*K+4]:=Z[J,3*k+2];
goto MT10;
end;
end;
Z[J,4*K+4]:=Z[J,2];
MT10:
Z[J,4*K+5]:=Z[J,K+2];
Z[J,4*K+6]:=Z[J,4*K+1];
end; //кінець процедури TP

```

Додаток Д

Комплексна методика діагностування стану та прогнозування раціональних енергоефективних режимів нафтопроводів

Публічне акціонерне товариство "УКРТРАНСНАФТА"
Філія "Магістральні нафтопроводи "Дружба"
Івано-Франківський національний технічний університет
нафти і газу

ПОГОДЖЕНО
Проректор з наукової роботи
ІФНТУНГ, д.т.н., проф.
О. Карпач
« 24 » 01 2016 р.



ЗАТВЕРДЖУЮ
Заступник генерального директора
ПАТ "Укртранснафта" – директор
філії МН "Дружба"



КОМПЛЕКСНА МЕТОДИКА
діагностування стану та прогнозування раціональних енергоефективних
режимів нафтопроводів

м Івано-Франківськ,
2016

МЕТОДИКУ РОЗРОБИЛИ

Від Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу

Науковий керівник
докт. техн. наук,
проф.



Грудз В.Я.

докт. техн. наук,
проф.



Грудз Я.В.

докт. техн. наук,
проф.



Тимків Д.Ф.

аспірант



Аль-Дадал Р.С.

Від ПАТ "Укртранснафта"

Заступник головного механіка
філії МН "Дружба"



Ждек А.Я.

З М І С Т

ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ.....	4
1. ДІАГНОСТУВАННЯ ВИТОКІВ НАФТИ З НАФТОПРОВІДІВ.....	6
1.1 Нафтотранспортна система України та її характеристики.....	6
1.2 Методика розрахунку витоків нафти з трубопроводу.....	9
2 ПРОТИТУРБУЛЕНТНІ ПРИСАДКИ, ЇХ ОПТИМАЛЬНА КОНЦЕНТРАЦІЯ ДЛЯ УМОВ ПЕРЕКАЧУВАННЯ НАФТОПРОДУКТІВ.....	17
2.1. Характеристика протитурбулентних присадок.....	17
2.2 Оптимальна концентрація протитурбулентних присадок.....	20
2.3 Порівняльний аналіз застосування в трубопровідному транспорті нафтопродуктів протитурбулентних присадок різних типів.....	22
3 ПРОГНОЗУВАННЯ НЕСТАЦІОНАРНИХ ПРОЦЕСІВ В НАФТОПРОДУКТОПРОВІДІ ПРИ ВИКОРИСТАННІ ПРОТИТУРБУЛЕНТНИХ ПРИСАДОК.....	30
3.1 Математична модель нестационарного процесу заміщення нафтопродукту в трубопроводі його сумішшю з ПТП.....	30
3.2. Використання протитурбулентних присадок з метою зменшення енерговитрат на перекачування нафтопродуктів.....	35
3.3. Структура програми.....	40
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	42
ДОДАТКИ.....	45